



Osaamista
ja oivallusta
tulevaisuuden
tekemiseen

Julius Maylett

Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentiaali

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Sähkö- ja automaatiotekniikka

Insinöörityö

22.10.2019

Tekijä Otsikko	Julius Maylett Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentiaali
Sivumäärä Aika	59 sivua + 4 liitettä 22.10.2019
Tutkinto	insinööri (AMK)
Tutkinto-ohjelma	Sähkö- ja automaatiotekniikka
Ammatillinen pääaine	Sähkövoimatekniikka
Ohjaajat	lehtori Eero Kupila toimitusjohtaja Eero Oksanen
<p>Tässä opinnäytetyössä tutkittiin Suomen saastuneiden maiden käyttömahdollisuuksia aurinkosähkön tuotantopaikkoina kansantaloudellisesta näkökulmasta. Työn tavoitteena oli kartoittaa aurinkosähkön tuotanto-olot, määritellä saastuneiden maiden tehopotentiaali sekä arvioida verkkoaurinkovoimalahankkeiden kannattavuutta ja toteuttamiskelpoisuutta. Opinnäytetyön teetti Forus Oy.</p> <p>Aurinkovoimapotentiaali määritettiin data-analyysillä ja simuloinneilla säteily- ja sää tietokantoihin tukeutuen. Kantaverkon aurinkosähkötarve mitoitettiin minimoimaan tuontisähköä ja säästöt maksimoitiin tuottolaskelmilla. Aurinkosähkön kannattavuutta ja tulevaisuuden kilpailukykyä mitattiin kuluanalyysillä ja tuottolaskelmilla. Suomen saastuneita maa-alueita inventoitiin ja analysoitiin paikkatietoanalyysillä.</p> <p>Työn tuloksena tuotettiin arvio Suomen aurinkovoimapotentiaalista. Asennustavalla voidaan vaikuttaa aurinkosähkön tuotannon määrään ja ajoitukseen. Aurinkosähkön tuotanto-olot voivat olla jopa 40 % alle optimin ja lumihäviöiden suuruus on 1–16 % vuosituotannosta. Työ osoittaa, että aurinkosähkö ei ole koko Suomessa kannattavaa. Lumen vaikutusta aurinkosähkön tuotantoon oli aiemmin tutkittu vain vähän. Suomessa on jatkuvasti keskimäärin 2,3 GW:n sähkövajausta. Työssä esitetyn laskelman perusteella 5–11 GW_p:n aurinkovoimala toisi säästöjä 125–243 miljoonaa euroa. Tuotannon ja kulutuksen perusteella aurinkovoiman tehon tulisi olla 40 % tuulivoiman tehosta. MATTI-tietokannassa olevien Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentiaali on 1,7–6,6 GW_p, mutta tietokanta ei ole riittävän kattava kuvaamaan todellisia lukemia. Opinnäytetyön tiedot voivat helpottaa verkkoaurinkovoimaprojektien toteutumista.</p>	
Avainsanat	Aurinkoenergia, potentiaali, kannattavuus.

Author Title	Julius Maylett Solar Energy Potential of Finnish Contaminated Lands
Number of Pages Date	59 pages + 4 appendices 22 October 2019
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Electrical and Automation Engineering
Professional Major	Electrical Power Engineering
Instructors	Eero Kupila, Senior Lecturer Eero Oksanen, CEO
<p>This final year project, commissioned by Forus Oy, investigates the potential of utility-scale solar energy installations on contaminated land in Finland on a national economic level. Finnish solar energy production conditions are defined with radiation and weather databases, with calculations of the total power potential, profitability and project feasibility.</p> <p>In this thesis, the solar energy potential is defined with data analysis and simulations. The need for solar energy is defined by minimising the amount of imported electricity on the main grid and maximizing savings. Profitability and future competitiveness of solar power is evaluated with a cost analysis. Contaminated lands are classified and analyzed in a geographical information system environment.</p> <p>As a result of this thesis, an estimate of Finland's solar potential was produced. The annual yield of solar energy can be up to 40% below the Finnish optimum because of different weather conditions and installation methods. Snow losses vary from 1% to 16% of annual yield. Work shows that solar energy is not profitable everywhere in Finland. There has been minor research on the effects of snow on solar power generation in Finland. The main grid lacks 2.3 gigawatts of locally produced electricity. The daytime deficit of domestic electricity could be compensated with a solar power plant sized 5–11 GW_p and could profit Finland 125–243 million euros. The amount of solar power should be about 40% of the power of wind power installations. The potential of solar obtained from installations on contaminated land in the MATTI database is 1.7–6.6 GW_p but the database is not comprehensive enough to provide accurate calculations of this potential. The information in this thesis can facilitate the realization of utility-scale solar power projects.</p>	
Keywords	Solar energy, potential, profitability.

Sisällys

Lyhenteet

1	Johdanto	1
2	Tuotantopotentialiaali	4
2.1	Asennustavan vaikutus aurinkosähkön tuotantoon	4
2.2	Sääolosuhteiden vaikutusten arviointi	9
2.3	Lumen vaikutus aurinkosähkön tuotantoon	10
2.3.1	Lumenaikainen potentiaali	10
2.3.2	Säteily- ja tuotantolukemien vertailu	13
2.3.3	Tuotannon simulointi SAM-ohjelmassa	14
2.4	Yhteenveto	20
3	Suomen sähköjärjestelmän mitoittaminen	22
3.1	Tuontisähkön minimointi verkossa	22
3.2	Tehoreservin ja säätövoiman vaikutus optimaaliseen asennustehoon	24
3.3	Muita aurinkovoiman mitoituksia	26
3.4	Tuulisähkön ja aurinkosähkön tuotannon tasapainottaminen	28
3.5	Saturoitunut aurinkosähkömarkkina	29
4	Aurinkosähkön kannattavuus	30
4.1	Aurinkosähköjärjestelmien hinta	31
4.2	Sähkön hinta	32
4.3	Valtion tuki aurinkovoimainvestoinneille	35
4.4	Aurinkosähköjärjestelmän talouslaskenta	37
5	Saastuneet maiden hyödyntäminen aurinkosähkön tuotantopaikkoina	40
5.1	Suomen saastuneet maat	40
5.2	Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentialiaali	43
5.3	Lait ja määräykset saastuneille maille	51
6	Aurinkovoimalahankkeen toteuttaminen	54

6.1	Verkkoaurinkovoimalan kytkeminen verkkoon	54
6.2	Ympäristövaikutusten arviointi	55
6.3	Hyvän alueen ominaisuuksia verkkovoimalalle	57
7	Yhteenveto	57
	Lähteet	61
	Liitteet	
	Liite 1. Lumimäärän ja sijainnin vaikutus aurinkosähkön tuotantoon.	
	Liite 2. Voimaloiden tuotantoarvojen vertailu säteilytietokannan arvoihin.	
	Liite 3. Aurinkovoimalatyyprien talouslaskentaesimerkit.	
	Liite 4: MATTI-tietokannan tehopotentialianalyysi.	

Lyhenteet

ELY	Elinkeino-, liikenne- ja ympäristö (-keskus).
GHI	Global horizontal irradiance, säteilyn määrä maan horisontaalipinnalle, jota mitataan yksikössä W/m ² .
ILR	Inverter loading ratio, invertterin tasa- ja vaihtojänniteosien nimellinen tehosuhte.
IRR	Internal Rate of Return; (investoinnin) sisäinen korkokanta, korko jolla diskontattujen kassavirtojen nykyarvojen summa on nolla.
JHL	Jätehuoltolaki.
kWh / kW _p	Kilowattituntia kilowattipeakitehoa kohden; energiantuotanto suhteessa asennettuun aurinkosähkön peakitehoon. Kilowattituntia asennettua kilowattipeakitehoa kohden. Saatua lukuarvoa kutsutaan aurinkotunneiksi.
LCOE	Levelized Cost of Energy; laskentamenetelmä, jolla voidaan verrata eri energian tuotantotapojen €/MWh-hintaa koko voimalan elinkaaren ajalta.
MATTI	Maaperän tilan tietojärjestelmä, Suomen ympäristökeskuksen ja ELY-keskuksien ylläpitämä tietojärjestelmä, joka sisältää tietoa saastuneiden maiden kartoitetusta ja epäilyistä tilasta.
NPV	Net present value; nettonykyarvo. Tietyllä laskentakorolla määritetty tulo- ja menovirtojen summa.
NREL	National Renewable Energy Laboratory, yhdysvaltalainen NREL tarjoaa tietoa uusiutuvien energiantuottotapojen ja energiatehokkuuden integroimiseen ja optimointiin.
NTC	Negative temperature coefficient; negatiivinen lämpötilavakio esimerkiksi puolijohteessa. NTC:n vastakohta on PTC eli positiivinen lämpötilavakio.

PtG	Power to gas; teknologia, jolla muutetaan sähköenergiaa kaasumaiseksi polttoaineeksi.
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System; Euroopan komission ylläpitämä aurinkosähkölaitteiden paikkatietoalusta.
PVSyst	Aurinkosähkölaitteiden suunnitteluohjelma.
QGIS	Vapaa paikkatieto-ohjelma tiedon muokkaukseen, katseluun ja analysointiin.
RE	Renewable energy; uusiutuva energia..
SAM	System Advisor Model, NREL:n kehittämä tietokoneohjelma uusiutuvan energian projektien suunnitteluun.
SPOT	Pörssihinnoiteltu sähkö Nord Poolin sähköpörssissä.
STC	Standard Test Conditions, vakioituneet aurinkopaneelin tuotannon määrittelevät testiolosuhteet, jossa lämpötila on 25 °C, säteilymäätä 1000 W / m ² ja ilmassa 1,5.
SYKE	Suomen ympäristökeskus; valtion tutkimus- ja asiantuntijalaitos, joka tuottaa tietoa ympäristöstä ja huolehtii ympäristöön liittyvistä viranomaisista.
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö.
THL	Terveydenhoitolaki.
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset; Fingridin asettamat vaatimukset verkkoon kytkettävien voimalaitosten toiminnasta.
YLVA	Ympäristösuojelun valvonnan sähköinen asiointijärjestelmä.

YVA	Ympäristövaikutusten arviointi; ELY-keskusten valvoma kaksivaiheinen ympäristövaikutusten arviointimenettely.
WFS	Web Feature Service; Rajapintapalvelu, josta voi ladata paikkatietokohteita erilaisilla hakukriteereillä.
W_p	Wattihuipputehoa; tehon määrä, jonka aurinkopaneeli tuottaa standardin mukaisissa testiolosuhteissa (STC).

1 Johdanto

Suomi tarvitsee viisinkertaisen määrän sähköntuotantokapasiteettia, jos se haluaa saavuttaa hiilineutraaliuden vain uusiutuvalla energialla [1, s. 126]. Maapallon mantereille saapuu seitsemässä tunnissa auringosta niin paljon energiaa, että sillä katettaisiin koko maapallon vuotuinen primäärienergian tarve. On selvää, että aurinkosähkö tulee olemaan osa uusiutuviin siirtyvän energiantuotannon ratkaisua, mutta mihin ja miten paljon aurinkosähköä tulisi asentaa?

Aurinkosähkön tuottamisesta on tullut kannattavaa aurinkopaneelien hintojen laskettua radikaalisti viimeisen vuosikymmenen aikana. Saksassa maanviljelijät ovat asentaneet pelloilleen aurinkovoimaa siksi, että se tuottaa jopa enemmän rahaa kuin pelkkä viljeleminen. Yhdysvaltojen Kaliforniassa sähkön hinta voi olla kesäpäivällä negatiivinen liian suuren aurinkosähkötehon johdosta. Kaikkea tuotettua aurinkosähköä ei saada kulutettua ja siitä tulee haitta, josta verkkoyhtiö haluaa eroon. Ensimmäistä kertaa Suomessa taloudelliset motiivit ovat saaneet aurinkosähkömarkkinan kasvamaan. Suomessa aurinkovoimaa oli asennettu vuoden 2018 loppuun mennessä 260 MW_p [2] ja asennuksien määrän oletetaan nousevan vielä merkittävästi. Voimaloita ensisijaisesti ei tulisi sijoittaa alueelle, jolla on jokin muu käyttötarkoitus ja aurinkovoimaa tulisi asentaa niin, että kaikki tuotettu sähkö saadaan hyödynnettyä. Maailmanlaajuisesti saastuneet tai hylätyt maa-alat ovat olleet suosittuja suurten verkkovoimaloiden sijoituspaikkoja. Monilla saastuneilla mailla sähkön siirtoyhteydet ja kulutus ovat lähellä, kiinteistörakentaminen ei ole mahdollista ja alueen kehittäminen ei ole kannattavaa.

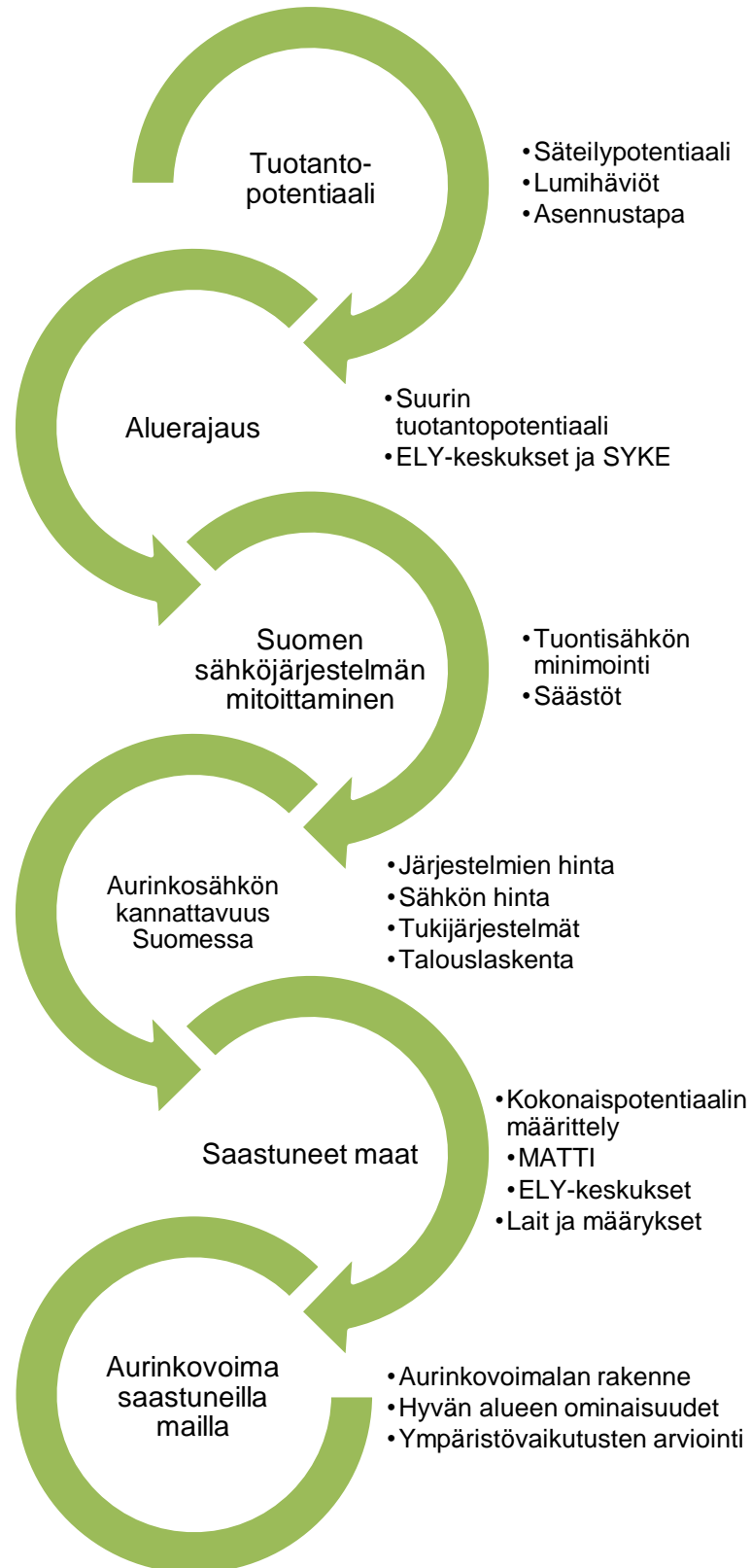
Tässä opinnäytetyössä tutkitaan Suomen saastuneiden maiden käyttömahdollisuuksia aurinkosähkön tuotantopaikkoina kansantaloudelliselta tasolta. Työssä kartoitetaan aurinkosähkön tuotanto-olot eri puolella Suomea säteily- ja säätietokantoihin tukeutuen, määritellään hyvän alueen ominaisuuksia sekä arvioidaan hankkeiden kannattavuutta ja toteuttamiskelpoisuutta. Aurinkovoiman kannattavuutta ei ole juurikaan tutkittu koko Suomen mittakaavassa ja usein kannattavuuslaskelmat perustuvat pieniin kiinteistösähköjärjestelmän rinnalle kytkettäviin laitteistoihin. Opinnäytetyön kirjoitusvaiheessa Suomeen ei ole asennettu yhtään suurta verkkovoimalaa (utility-scale

PV). Lumen vaikutuksista aurinkosähkön tuotantoon ei ole tehty kattavaa selvitystä. Opinnäytetyön selvitysprosessi on esitetty kuvassa 1.

Aurinkovoiman kannattavuus on suoraan suhteessa siihen, miten tuotettu aurinkosähkö korvaa kalliimpaa ostosähköä ja millaisen korvauksen aurinkosähkön syöttämisestä verkkoon maksetaan. Mikäli samalla kiinteistöllä ei saada kulutettua tuotettua aurinkosähköä, se syötetään kantaverkkoon. Työssä mallinnetaan verkkovoimala, jonka kaikki tuotettu sähkö syötetään verkkoon. Voimala mitoitetaan siten, että se minimoi ulkomailta ostetun tuontisähkön määrää ja maksimoi saavutettavat säästöt. Ohessa analysoidaan muita näkemyksiä optimaalisesta asennustehosta.

Suomen tuotantopotentiaali vaihtelee maantieteellisesti niin paljon, että osassa Suomea hankkeet eivät ole kannattavia. Todellista aurinkosähkön tuotantoa arvioidaan tekemällä simulointeja ja data-analyysi PVGIS-projektin ja Ilmatieteen laitoksen tiedoilla. Saastuneiden maiden etsimistä varten rajataan tuotantopotentiaaliltaan parhaat ELY-keskukset (Elinkeino- liikenne- ja ympäristökeskukset) mukaan tarkasteluun. Suomen saastuneet maat on inventoitu Maaperän tilan tietojärjestelmään (MATTI), ja jokaisella ELY-keskuksella on omia tietojärjestelmiä maa-alueiden inventointiin.

ELY-keskusten ja Suomen ympäristökeskuksen (SYKE) tiedoilla piirretään yleiskuva saastuneiden maiden ominaisuuksista ja arvioidaan verkkovoimalan toteuttamiskelpoisuutta. Työssä arvioidaan aurinkovoimahankkeiden ympäristövaikutuksia ja etsitään hyvän alueen ominaisuuksia. Lopuksi arvioidaan Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentialiaali.



Kuva 1. Opinnäytetyön selvitysprosessi.

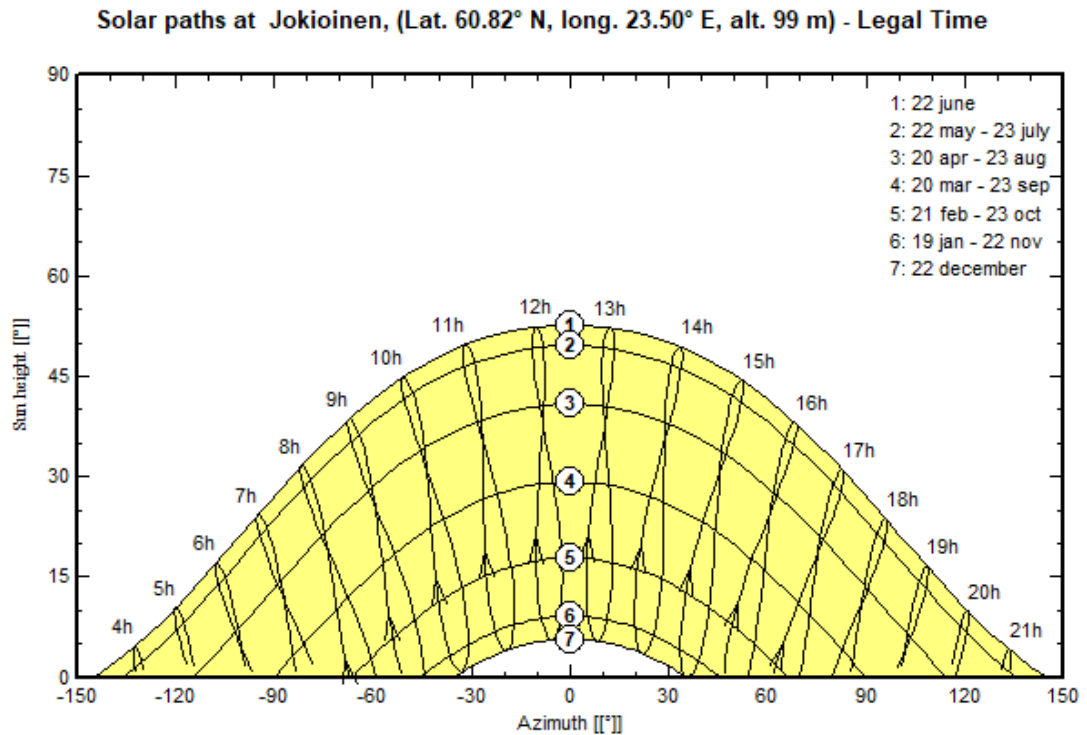
2 Tuotantopotentialiaali

2.1 Asennustavan vaikutus aurinkosähkön tuotantoon

Voimalan asennustavalla voidaan vaikuttaa siihen, miten paljon, mihin aikaan ja miten luotettavasti sähköä tuotetaan. Aurinkovoimalaa suunniteltaessa arvio sähkön kulutuksen profiilista auttaa määrittelemään voimalaan koon ja keskimääräisen sähkön tarpeen eri tunneille. Suomen merkittävät vuodenaikojen vaihtelut tarjoavat mahdollisuuden optimoida aurinkosähkön tuotantomäärää tai saatavuutta paneelin asennuskulman avulla. Tuotannon ajoitusta voidaan siirtää suuntaamalla paneelit suotuisaan atsimuuttikulmaan. Atsimuuttikulma β määrittelee paneelien suuntausta suhteessa etelään. Suoraan etelään suunnattu paneeli on atsimuuttikulmassa 0° , itään suunnattu paneeli kulmassa -90° ja länteen suunnattu paneeli kulmassa 90° .

Suomessa aurinkosähkön tuotannosta saadaan tyypillisesti 80–85 % huhtikuun alun ja syyskuun lopun välisenä aikana sijainnista riippumatta. Suurin osa tuotannosta tulee kesällä ja siksi asennuskulma tulisi optimoida painottaen kesäkuukausia, jos hajasäteilyn määrä on suuri.

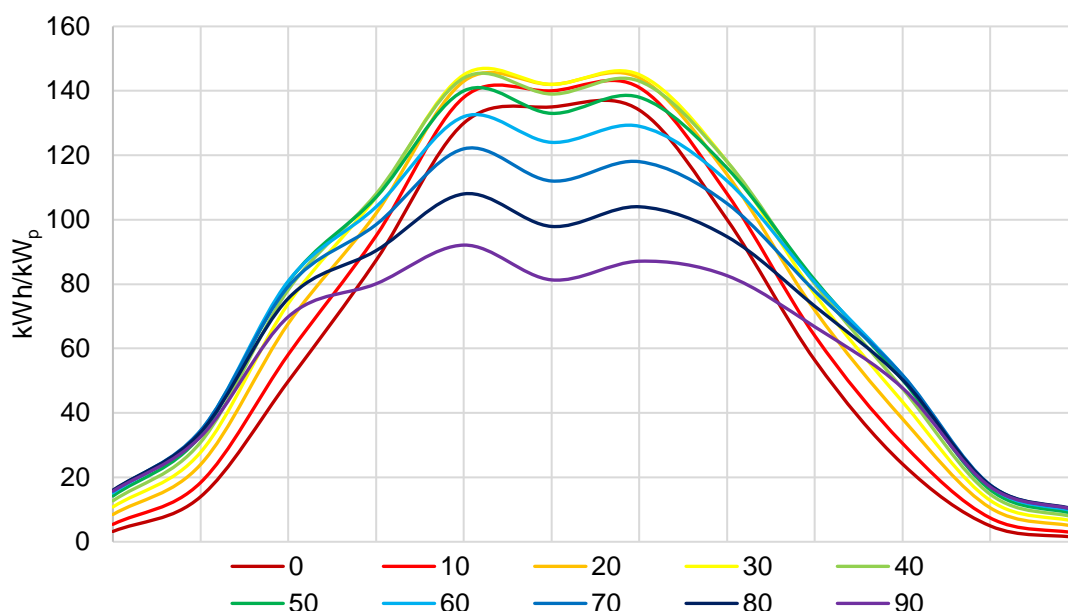
Aurinkopaneeli voi hyödyntää suoran auringon säteilyn lisäksi hajasäteilyä ja ilmakehästä tulevaa vastasäteilyä. Näistä merkittävämpi on hajasäteily, jonka määrä Etelä-Suomessa on noin puolet kaikesta säteilystä [3]. Hajasäteily voi saapua paneelille missä tahansa kulmassa riippumatta suoran säteilyn kulmasta. Korkea asennuskulma rajaa suuntia, joista hajasäteily voi saapua paneelin pinnalle, eikä optimaalinen asennuskulma siksi välttämättä ole kohtisuorassa suoran auringonsäteilyn kulmaan nähden. Kuvassa 2 on esitetty auringon korkeus Jokioisten sääasemalla eri vuodenaikoina.



Kuva 2. Auringon korkeus Jokioisten sääasemalla eri vuodenaikoina PVSyst-ohjelmassa.

Optimaalinen asennuskulman määrittelyä hajasäteily huomioon ottaen tuntemalla pilvisyyden määrä ja hajasäteilyn osuus kaikesta säteilymäärästä eri vuodenaikoina. Keskimääräinen vuotuinen kokonaispilvisuus Suomessa on noin 60 % [4], mikä tarkoittaa, että suurimman osan ajasta aurinkosähkön tuotanto pohjautuu hajasäteilyyn ja epäsuoraan säteilyyn.

Hyvän arvion optimaalisesta asennuskulmasta saa määrittelemällä säteilytietokantojen perusteella horisontaalin säteilymäärän ja optimaalisen asennuskulman kullekin kuukaudelle auringon korkeuden perusteella. Asennuskulman painotettu keskiarvo lasketaan suhteessa säteilymäärään. Mikäli talviaikana paneelien pinnalle on odotettavissa lumipeitettä, voidaan olettaa tuotantoarvot talvikuukausilta pieniksi. Ilman lumen vaikutuksen arviointia Helsingissä optimiasennuskulma on 36 astetta ja Sodankylässä 39 astetta. Mikäli marraskuun ja maaliskuun välisenä aikana tuotantoa on vähän, optimikulma Helsingissä on 32 astetta ja Sodankylässä 36 astetta.



Kuva 3. Aurinkosähkön vuosituotanto eri asennuskulmilla Helsingin Kumpulassa

Auringon korkeus talvella määrittelee tuotannon saatavuuden kannalta optimaalisen asennuskulman paneeleille. Kaikista tasaisimman tuotannon vuodessa saa, kun asentaa paneelit korkeaan kulmaan. Kuvassa 3 on esitetty aurinkosähkön tuotannon jakautuminen vuodelle erilaisilla asennuskulmilla. Suurella kulmassa paneeli on vähemmän altis lumen ja lian kertymiselle. Pohjoisella pallonpuoliskolla eniten tuotantoa saadaan suoraan etelään suunnatuilla paneeleilla.

Taulukossa 1 on eritelty kuvan 3 mukainen tuotannon jakauma kesälle ja talvelle. Suurin kesäajan tuotanto saadaan 35°:n asennuskulmalla ja vuoden kokonaistuotannon perusteella optimaalinen kulma on 40–45°:n välillä. Arvot eivät ota huomioon paneelien peittymistä lumella.

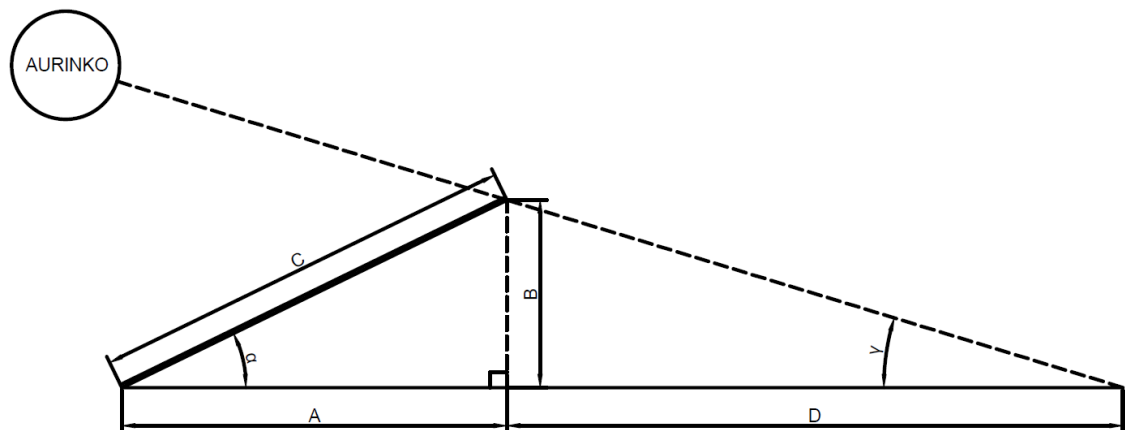
Taulukko 1. Asennuskulman vaikutus tuotannon määrään ja jakautumiseen Helsingin Kumpulassa.

α	kWh/kW _{p tot}	kWh/kWh _{kesä}	% talvi
0°	740	667	11 %
10°	808	716	13 %
15°	846	740	14 %
20°	870	755	15 %
25°	892	768	16 %
30°	909	777	17 %
35°	920	781	18 %
40°	924	780	18 %
45°	924	775	19 %
50°	918	765	20 %
55°	905	750	21 %
60°	890	733	21 %
70°	842	685	23 %
80°	771	618	25 %
90°	683	538	27 %

Suoraan etelään suunnatut paneelit tuottavat parhaiten aurinkosähköä, sillä keskipäivällä auringonsäteet osuvat kohtisuorasti paneelin horisontaalilinjalle.

Suurten aurinkovoimaloiden tapauksissa optimoidaan tuotantoa saatavuuden sijasta. Aurinkovoimalan investointi maksetaan takaisin tuottamalla käyttöön tulevaa aurinkosähköä. Mikäli kyseessä olisi off-grid-aurinkosähköjärjestelmä, olisi tuotannon maksimointia tärkeämpää varmistaa energian saatavuus ja minimoida korkealla asennuskulmalla aikaa, jolloin tuotantoa ei ole lainkaan.

Voimalaa asennettaessa on otettava huomioon sen vaatima pinta-ala ja paneelirivistöjen levittämisen kustannus kaapelien ja telineiden muodossa. Tasakatoille tehtävät aurinkovoimalat toteutetaan yleensä kelluvana järjestelmänä, jossa telineet suojataan tuulelta lisäpainojen avulla. Mitä suurempi asennuskulma on, sitä enemmän tuulikuormaa tulee ja lisäpainojen tarve kasvaa. Näin ollen pidemmällä riviväleillä asennuksen hinta kasvaa. Harja- ja pulpettikatoille paneelit asennetaan katon suuntaisesti ja tällöin tuulikuorma voidaan olettaa pieneksi. Lumen kasautumiseen tulee kiinnittää erityistä huomiota viistokatoilla, sillä aurinkopaneelien telineitä ole mitoitettu kestävänsä sen painoa.



Kuva 4. Paneelirivien minimietäisyyden määrittäminen tasakatolla

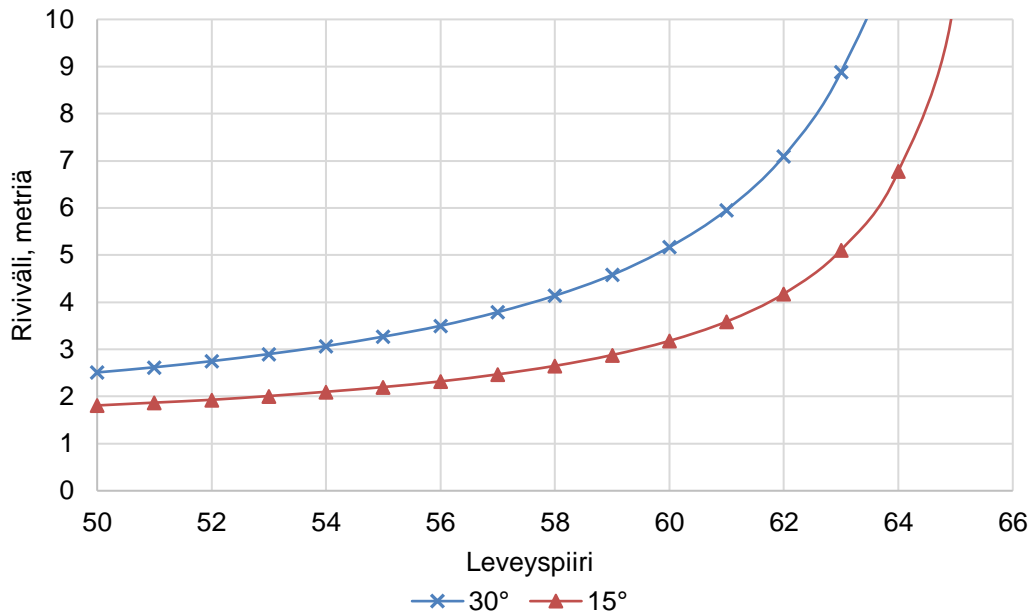
Lyhin rivien välinen etäisyys D, joka hyödyntää kaiken keskipäivän suoran auringon säteilyn, voidaan laskea kaavoilla 1–3. Paneelirivien etäisyys etureunasta etureunaan lasketaan kuvan 4 mukaisesti $A + D$. Voimalan pinta-alaa laskettaessa on otettava huomioon sekä paneelin alle että rivien väliin jäävä pinta-ala. Paneelin sivun pituus karttaprojektiossa A lasketaan trigonometrian mukaisesti kaavalla 1, jossa α on paneelin kallistuskulma ja C on paneelin sivun pituus. Paneelin yläreunan korkeus maanpinnasta B lasketaan kaavalla 2. Paneelirivien etäisyys toisistaan D lasketaan kaavalla 3, jossa β paneelin atsimuuttikulma ja γ on auringon huippukorkeus talvipäivänseisauksessa.

$$\cos(\alpha) = \frac{A}{C} \Rightarrow A = C \times \cos(\alpha) \quad (1)$$

$$B = \sin(\alpha) \times C \quad (2)$$

$$D = B \times \frac{\cos(\beta)}{\tan(\gamma)} \Rightarrow D = \sin(\alpha) \times C \times \frac{\cos(\beta)}{\tan(\gamma)} \quad (3)$$

Kaavat 1–3 eivät ole sovellettavissa käytäntöön Suomen suurilla leveyspiireillä, sillä paneelien riviväli kasvaa eksponentiaalisesti leveyspiirin funktiona. Kuvassa 5 on esitetty optimaalinen riviväli 30°:n ja 15°:n asennuskulmilla leveyspiirin funktiona. Rivivälit määritettiin Esdecin Flatfix-laskurilla.



Kuva 5. Optimaalinen riviväli leveyspiirin funktiona

2.2 Sääolosuhteiden vaikutusten arviointi

Tuotannon erot vaikuttavat suoraan verrannollisesti hankkeiden kannattavuuteen. Euroopan komission PVGIS-projektin tiedoilla saadaan määritettyä voimalan alueellinen aurinkosähköpotentiaali. PVGIS-tietokannat on koottu säätiетokannoista ja sisältävät kaikki Suomessa tarpeelliset säätiетdot lumitiетoja lukuun ottamassa. Lumen vaikutus aurinkosähkön tuotantoon arvioidaan luvussa 2.3. Tässä opinnäytetyössä aurinkotunnit (kWh/kW_p) määritetään PVGIS-SARAH - ja PVGIS-ERA5 -tiетokannoista.

Valtaosa Ilmatieteen laitoksen sääasemista mittaa säteilyarvoja ja tiетojen pohjalta olisi mahdollista muodostaa omia säätiетokantoja. Säätiетojen käsittely on työlästä ja tarvittavien matemaattisten menetelmien soveltaminen on vaikeaa. Tästä syystä seuraavassa luvussa käsiteltävät lumihäviöt on mallinnettu valmiilla säämalleilla.

Lämpötila on suure, joka vaikuttaa monella tapaa kemiallisiin ja fysikaalisiin ilmiöihin. Paneelin lämpörappeutuminen on voimakkaampaa, ja hetkellinen hyötysuhde laskee korkeassa lämpötilassa, kun vastaavasti kylmässä hyötysuhde on korkea ja lämpötilasta aiheutunut rappeuma pientä. Paneelien rappeumaa on tutkittu laajasti, mutta

tiedeyhteisö ei ole sen ilmiöistä yksimielinen [5, s. 1]. Hetkellisen lämpötilan riippuvuus aurinkosähkön tuotantoon on havainnollistettavissa lämpötilariippuvuusvakioilla. Aurinkopaneelien teho on ilmoitettu standarditestiolosuhteissa (STC), ja avoimen piirin jännitteelle ja oikosulkuvirralle ilmoitetaan suoraviivaiset lämpötilariippuvuudet. Aurinkopaneelin lämpötilan noustessa oikosulkuvirta kasvaa hieman, koska NTC-puolijohteen resistanssi pienenee lämpötilan kasvaessa. Vaikutus on kuitenkin melko pieni. Avoimen piirin jännite laskee tyypillisesti enemmän kuin oikosulkuvirta ja nousevan lämpötilan kokonaisvaikutus on tällöin negatiivinen paneelin tehontuotannolle.

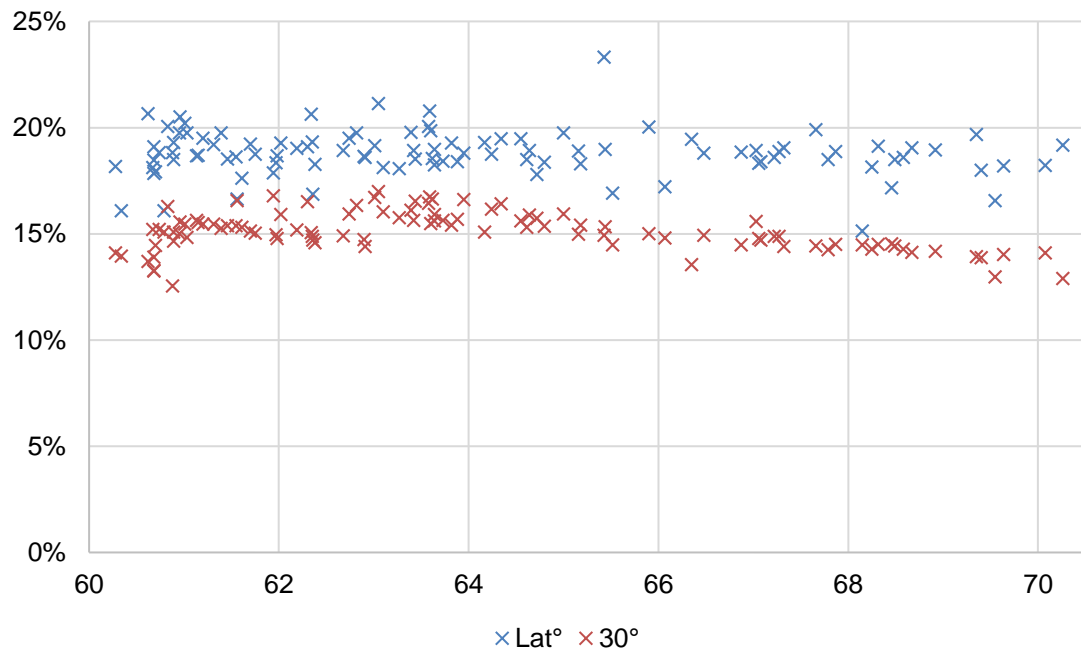
PVGIS-projekti on määritellyt alueelliset aurinkotunnit vapaassa ilmassa seisoville (free-standing) ja suoraan rakennusta vasten asennetuille (building integrated) paneeleille. Rakennusta vasten tehdyssä mallinnuksessa oletetaan, että ilma ei vaihdu yhtään paneelien takana. Se ei olisi käytännössä realistinen tilanne, mikäli kennoja ei olisi liimattu suoraan kiinni rakennuksen pintamateriaaliin ilman korottavia telineitä. Tässä opinnäytetyössä mallinnetaan vain vapaasti vaihtuvassa ilmassa asennettuja aurinkopaneeleja.

2.3 Lumen vaikutus aurinkosähkön tuotantoon

Lumihäviöiden arvioimiseksi voidaan käyttää joko matemaattisia malleja tai vertailla todellisia ja teoreettisia tuotantolukemia. Tyypillisesti auringon säteilyn määrään perustuvissa menetelmissä talven tuotantoarvioissa ei ole otettu lumen vaikutusta huomioon. Suomen säteilymäärä on suuri leveyspiiriin nähden, ja siksi lumen vaikutus on syytä ottaa huomioon.

2.3.1 Lumenaikainen potentiaali

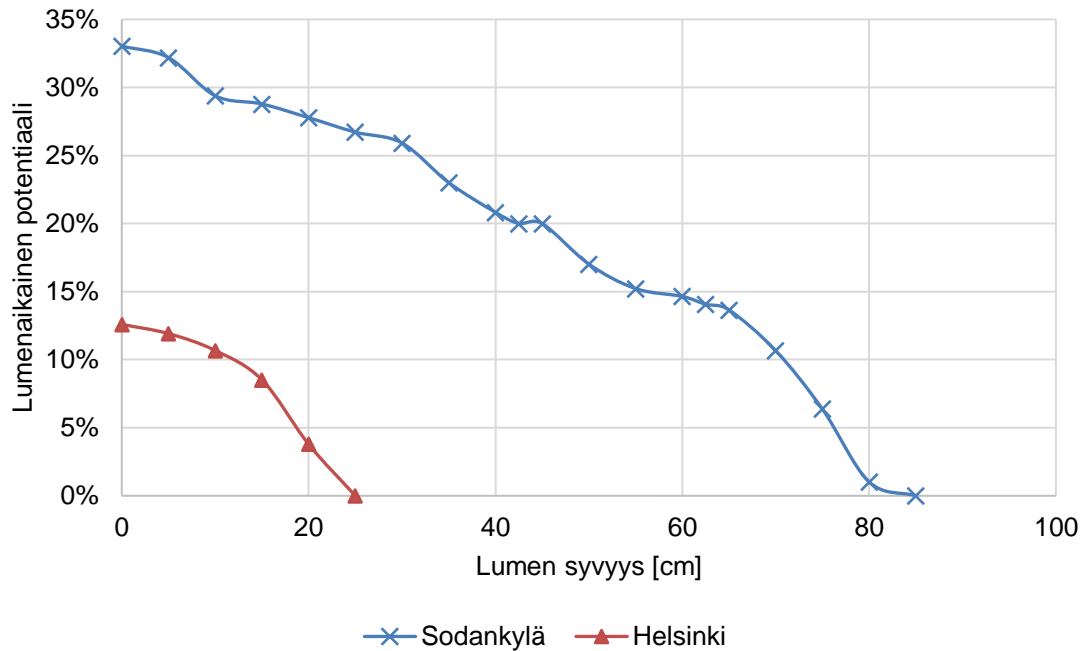
Todellinen lumenaikainen potentiaali voidaan määrittää säätietojen avulla. Lumenaikainen potentiaali on se määrä energiaa, joka maksimissaan voidaan talven aikana menettää tuotannosta. Määritellään talvi, joka tässä opinnäytetyössä on marraskuun alusta maaliskuun loppuun, jotta saadaan tuloksista vertailukelpoisia eri puolilta Suomea.



Kuva 6. Talviajan tuotannon osuus leveyspiirin funktiona Ilmatieteen laitoksen lumen syvyyttä mittaavilla sääasemilla.

Kuvasta 6 voidaan huomata, että sijainnista riippumatta marraskuun alun ja maaliskuun lopun välisenä aikana tuotetaan karkeasti yhtä suuri osa koko vuoden tuotannosta. Korkeamman asennuskulman tapauksessa tuotantoa on talvella noin 19 %:n ja 30 asteen kulmassa määrä on 15 %:n molemmin puolin. Vuoden kokonaistuotanto on yleensä suurempi ja painottuu kesään, jos paneeli asennetaan 30 asteen kulmaan. Siksi matalassa asennuskulmassa lumenaikaisen potentiaalin osuus vuoden kokonaistuotannosta on pienempi.

Pohjois-Suomessa on talviaikaan kaamos, jolloin aurinko ei nouse lainkaan ja vastaavasti kesällä aurinko voi olla laskematta lähes kahden kuukauden ajan. Pohjois-Suomessa korkea asennuskulma korostaa tuotantoa ajalle, jolloin tuotantoa on muutenkin hyvin vähän.



Kuva 7. Lumenaikaisen tuotantopotentiaalin vertailu Sodankylässä ja Helsingissä [6].

Osa Ilmatieteen laitoksen sääasemista mittaa lumen syvyyttä. Kuvassa 7 on esitetty vertailu Sodankylän Tähtelän ja Helsingin Kumpulan sääasemien lumenaikaisesta säteilypotentiaalista lumen syvyyden funktiona. Esimerkissä oletetaan, että tietyn kynnyshöyryyden ylittyessä aurinkosähkön tuotanto lakkaa kokonaan. Mikäli Sodankylässä lumen aikainen säteilypotentiaali on 15 %, alkaa aurinkosähkön tuotanto, kun maassa on vielä keskimäärin 60 cm lunta. Helsingin sääasemalla lumenaikainen potentiaali on enimmillään 13 % ja lumihäviöt ovat näin varmasti pienemmät kuin talviajan tuotannon osuus.

Sääasemilla mitataan lumen syvyyttä maan pinnalta käsin. Paneeli tuottaa aurinkosähköä, kun aurinko säteilee sen puhtaalle pinnalle. Lumi voi liukua kallistetulta aurinkopaneelilta pois siitäkin huolimatta, että maassa olisi vielä paljon lunta, ja siksi todellisten lumihäviöiden arvioimiseen pitää luoda simulointimalli paneelipinnan liukukertoimilla. Myös sulamisen ja tuulen vaikutus tulisi ottaa huomioon.

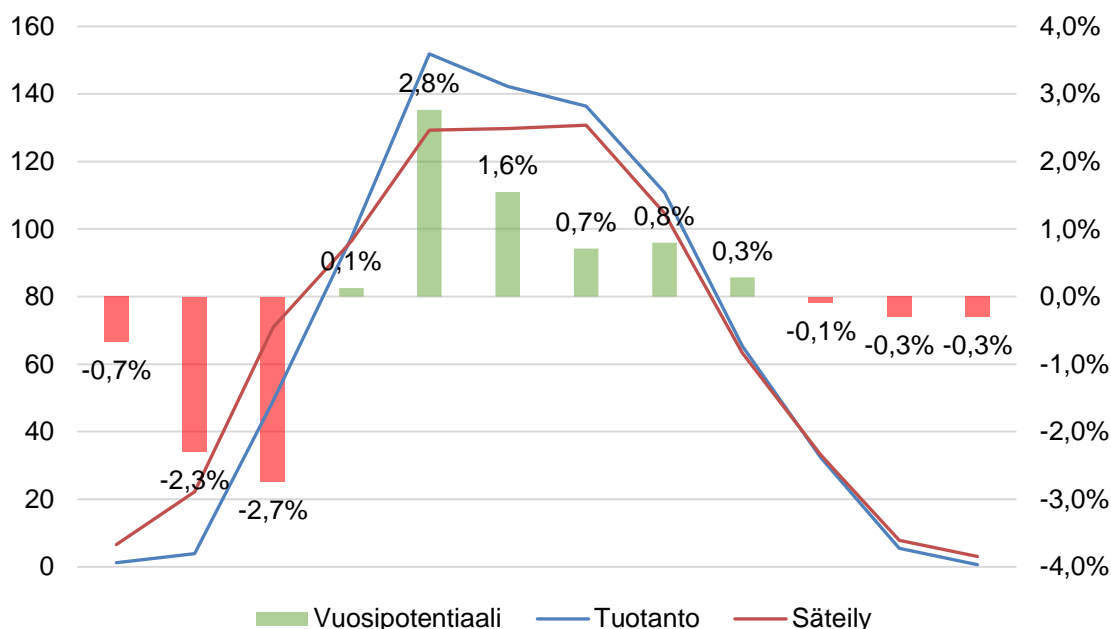
2.3.2 Säteily- ja tuotantolukemien vertailu

Sään aiheuttamaa tuotannonalenemaa voidaan havainnoida mittaamalla todellisia tuotantolukemia ja vertaamalla niitä mitattuun säteilyn määrään samalla alueella. Neljän jo asennetun voimalan tuotantotietoja verrattiin PVGIS-säteilytietokantojen arvoihin. Vuoden kokonaistuotantopotentiaalin yli- tai alijäämää voimaloilla kuvataan kuukausitasolla taulukossa 2.

Taulukko 2. Voimaloiden tuotantoarvojen vertailu säteilytietokannan arvoihin [7].

	Asikkala	Kotka	Iisalmi	Tampere	Keskiarvo
Tammi	−0,8 %	−0,5 %	−0,6 %	−0,8 %	−0,7 %
Helmi	−2,3 %	−2,3 %	−2,5 %	−2,0 %	−2,3 %
Maalis	−2,7 %	−3,3 %	−4,1 %	−0,9 %	−2,7 %
Huhti	0,9 %	0,1 %	−0,6 %	0,1 %	0,1 %
Touko	5,5 %	4,1 %	−2,9 %	4,4 %	2,8 %
Kesä	1,6 %	2,5 %	1,1 %	1,0 %	1,6 %
Heinä	1,5 %	0,6 %	0,7 %	0,0 %	0,7 %
Elo	−0,1 %	0,9 %	3,3 %	−1,0 %	0,8 %
Syys	−0,2 %	−0,5 %	2,3 %	−0,5 %	0,3 %
Loka	−0,5 %	0,3 %	0,6 %	−0,8 %	−0,1 %
Marras	0,0 %	−0,3 %	−0,4 %	−0,5 %	−0,3 %
Joulu	−0,3 %	−0,3 %	−0,2 %	−0,4 %	−0,3 %
Σ	2,7 %	1,5 %	−3,4 %	−1,3 %	−0,1 %

Suurimmat tuotantohäviöt tulevat keväällä maaliskuussa, kun säteilymäärä on jo melko suurta ja lumipeite korkeimmillaan. Keskimäärin kesäkuukausina aurinkotunnit ylitetään ja talven häviöt korvautuvat suuremmilla tuotantolukemilla. Taulukon 2 mukaiset neljän kohteen keskiarvot on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Säteilymallin aurinkotuntien ja vuoden todelliseen tuotantoon perustuva aurinkotuntien keskimääräinen jakautuminen sekä vuosipotentialin ali- tai ylijäämä kuukausittain

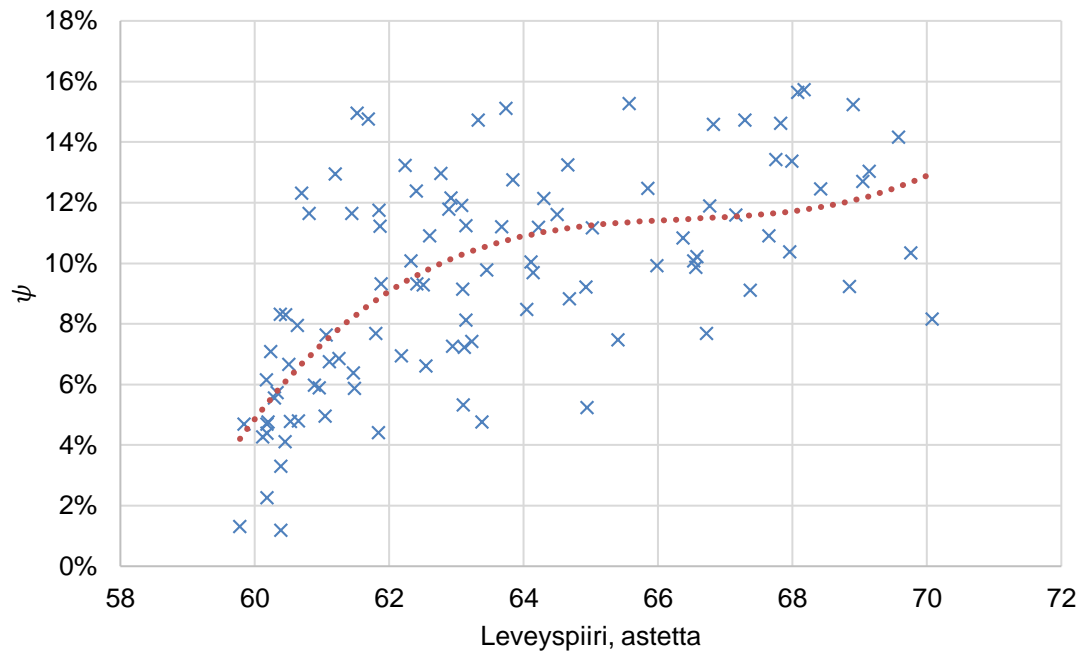
Neljän esimerkkikohteen tapauksissa talven häviöt olivat yhteensä keskimäärin -6,3 % ja kesällä tuotannon ja tuotanto-odotuksen erotus oli 6,2 %. Vuoden kokonaistuotannossa säteilytietokannan aurinkotunnit pitivät hyvin paikkansa, mutta ne jakautuivat eri tavalla kesään painottuen. Talvikuukausiksi määritellyt kuukaudet olivat poikkeuksetta alijäämäisiä.

2.3.3 Tuotannon simulointi SAM-ohjelmassa

Yhdysvaltojen uusiutuvien energiamuotojen laboratorio NREL on tutkinut [8] lumen syvyyden ja lumihäviöiden korrelaatiota ja implementoinut saamansa tulokset omaan SAM-ohjelmaansa (System Advisor Model) [9]. SAM-ohjelmaan viedään säätiedosto sekä erillinen lumensyvyysarja, joiden avulla ohjelma simuloi yhden vuoden aurinkosähkön tuotantoa. Lumensyvyystiedot vietiin ohjelmaan yhden vuorokauden mittausintervallilla. Tarkemmat lähtötiedot simulointeihin on esitetty liitteessä 1.

Kaikkien Ilmatieteen laitoksen lumen syvyyttä mittaavien sääasemien lumensyvyystiedot [6] selvitettiin ja ajettiin SAM-simuloinnin läpi. Simulointi tehtiin sekä lumensyvyystietojen kanssa että ilman lumensyvyystietoja. Lumihäviöiksi oletetaan saatujen

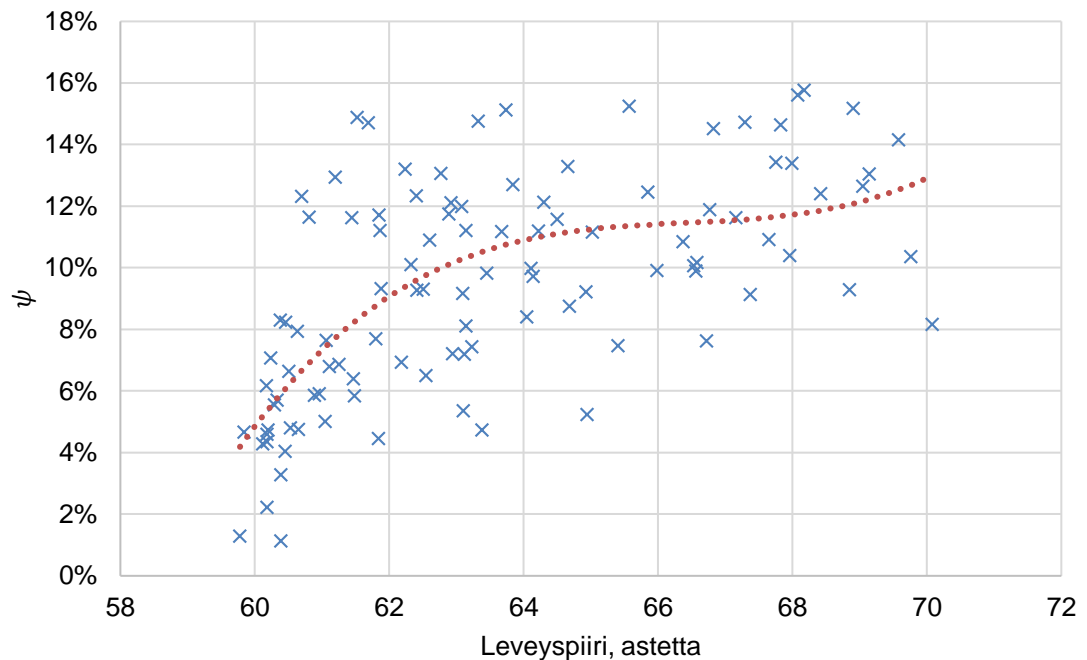
tuotantolukemien erotus. SAM erittelee häviöt ja niistä Suomessa merkittävin lumen jälkeen on lian aiheuttamat häviöt (soiling losses). Lika estää säteilyn pääsyn paneelin pinnalle täysimääräisesti, ja likaa voi olla esimerkiksi pöly tai hiekka [10].



Kuva 9. Lumen aiheuttama tuottohäviö ψ leveyspiirin funktiona, kun asennuskulma on sama kuin kohteen leveyspiiri. Tulokset on taulukoitu liitteeseen 1.

Kuvasta 9 huomataan, että Pohjois-Suomessa lumihäviöitä on enemmän kuin etelässä. Koko vuoden tuotannosta menetetään sijainnista riippuen 1–16 %, kun paneeli asennetaan leveyspiiriä vastaavaan kulmaan. Suurimmillaan häviö on Kittilän Pokassa, jossa häviön suuruus on 15,7 %, ja pienimmillään häviö on Utön saarella Paraisilla, missä lumihäviöitä on 1,3 %.

Luvussa 2.1 käsiteltiin asennustavan vaikutusta aurinkosähkön tuotantoon ja Suomessa ei ole kannattavaa asentaa aurinkovoimaloita 60–70 asteen kulmaan. Lumihäviöiden määrä tulee näin suhteuttaa matalamman asennuskulman tuotantopotentiaaliin, jossa kesän tuotanto on korostunut. Simulaatiot jokaiselta sääasemalta tehtiin vastaavasti 30 asteen asennuskulmalla.



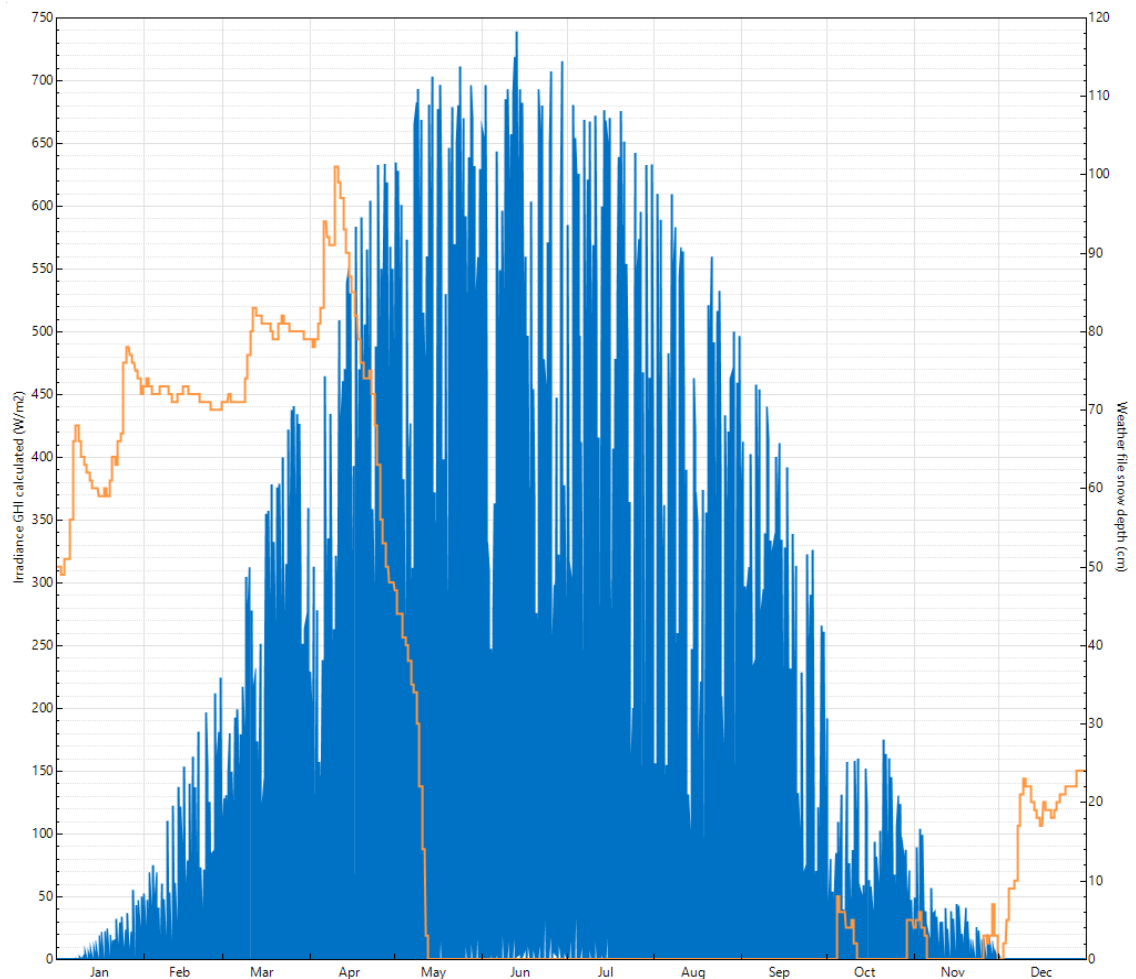
Kuva 10. Lumen aiheuttama tuottohäviö ψ leveyspiirin funktiona, kun asennuskulma on 30 astetta. Tulokset on taulukoitu liitteeseen 1.

Kuvassa 10 on esitetty häviöt 30 asteen asennuskulmassa. Suurimmat lumihäviöt olivat 15,8 % Kittilän Pokassa ja pienimmät häviöt 1,3 % Utön saarella Paraisilla. Suurimmat lumihäviöt olivat Suomen pohjoisosissa ja sisämaassa itärajan tuntumassa.

Meren läheisyys korreloi voimakkaasti lumihäviöiden määrään, ja kaikista pienimmät häviölukemat tulevat Etelä-Suomen rannikkokunnista. Kesäisin rannikoille saapuva viileä merituuli vähentää kuuropilvien muodostumista ja näin auringonpaistetunnit ovat suurempia veden äärellä [11]. Pituuspiirin perusteella on tehtävissä leveyspiiriä vähemmän johtopäätöksiä.

Häviölukemat ovat lähes identtiset leveyspiirin mukaiseen kulmaan asennettaviin paneeleihin verrattuna. Häviöiden samankaltaisuus johtuu ohjelman mallinnustavasta. Mallissa oletetaan, että korkeampi asennuskulma nopeuttaa suoraan verrannollisesti lumimassan liukumista paneelin pinnalla. Mikäli paneeli ei ehdi puhdistua yhden aikaintervallin aikana, liukumisen simulaatio aloittaa alusta seuraavan aikaintervallin alussa. Tästä oletuksesta johtuen paneeliketjun tuotannossa ei ole määrällistä vaihtelua

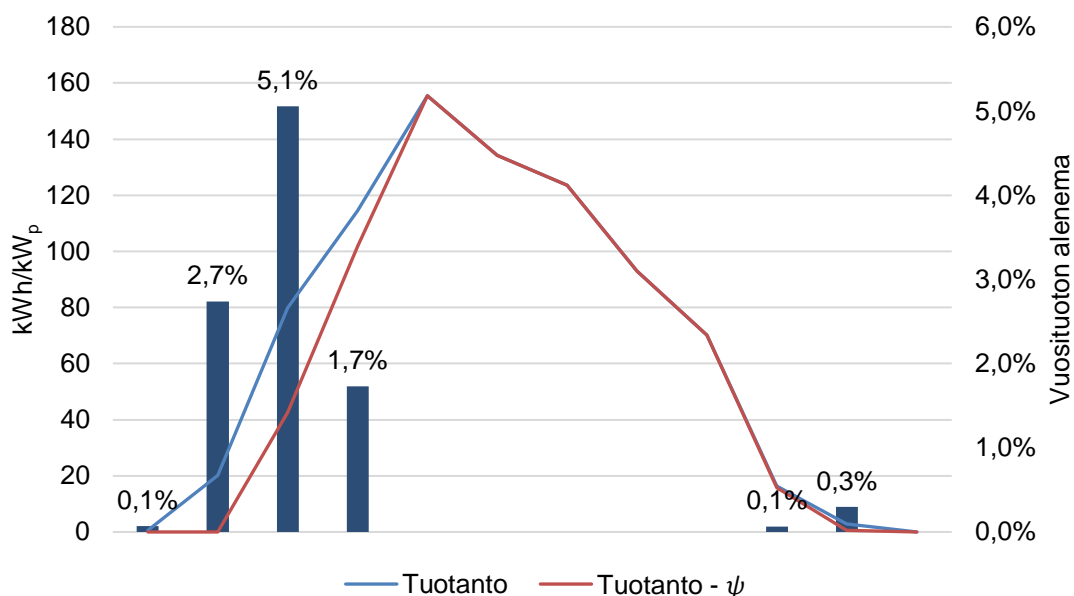
suhteessa säteilyyn. Malli ei myöskään ota huomioon sulamisesta tai tuulesta aiheutuvaa paneelin puhdistumista.



Kuva 11. Sodankylän Tähtelän sääaseman säteily- ja lumensyvyystiedot SAM-ohjelmassa.

Simuloinnin aikaintervallina käytetään yhtä tuntia riippumatta siitä, millä resoluutiolla lähtötiedot on syötetty ohjelmaan. Ilmatieteen laitoksen lumensyvyystiedot olivat saatavilla vain yhden vuorokauden tarkkuudella. Kuvassa 11 on esitetty Sodankylän Tähtelän sääaseman säteily- ja lumensyvyystiedot ajan funktiona yhdeltä vuodelta. Simulaatiota ei suositella tulkittavan lyhyissä ajanjaksoissa, mutta kuukauden otannalla menetelmä antaa luotettavia tuloksia [8, s. 16]. Tulosten tarkkuutta parannettiin suhteuttamalla häviö uusimpien PVGIS-SARAH - tai PVGIS-ERA5 –säteilytietokantojen aurinkotunteihin. Satelliittipohjaista PVGIS-SARAH -säteilytietokantaa (vuodet 2005–2016) ei suositella käytettäväksi 62–63 leveyspiirin pohjoispuolella. PVGIS-ERA5 tarjoaa

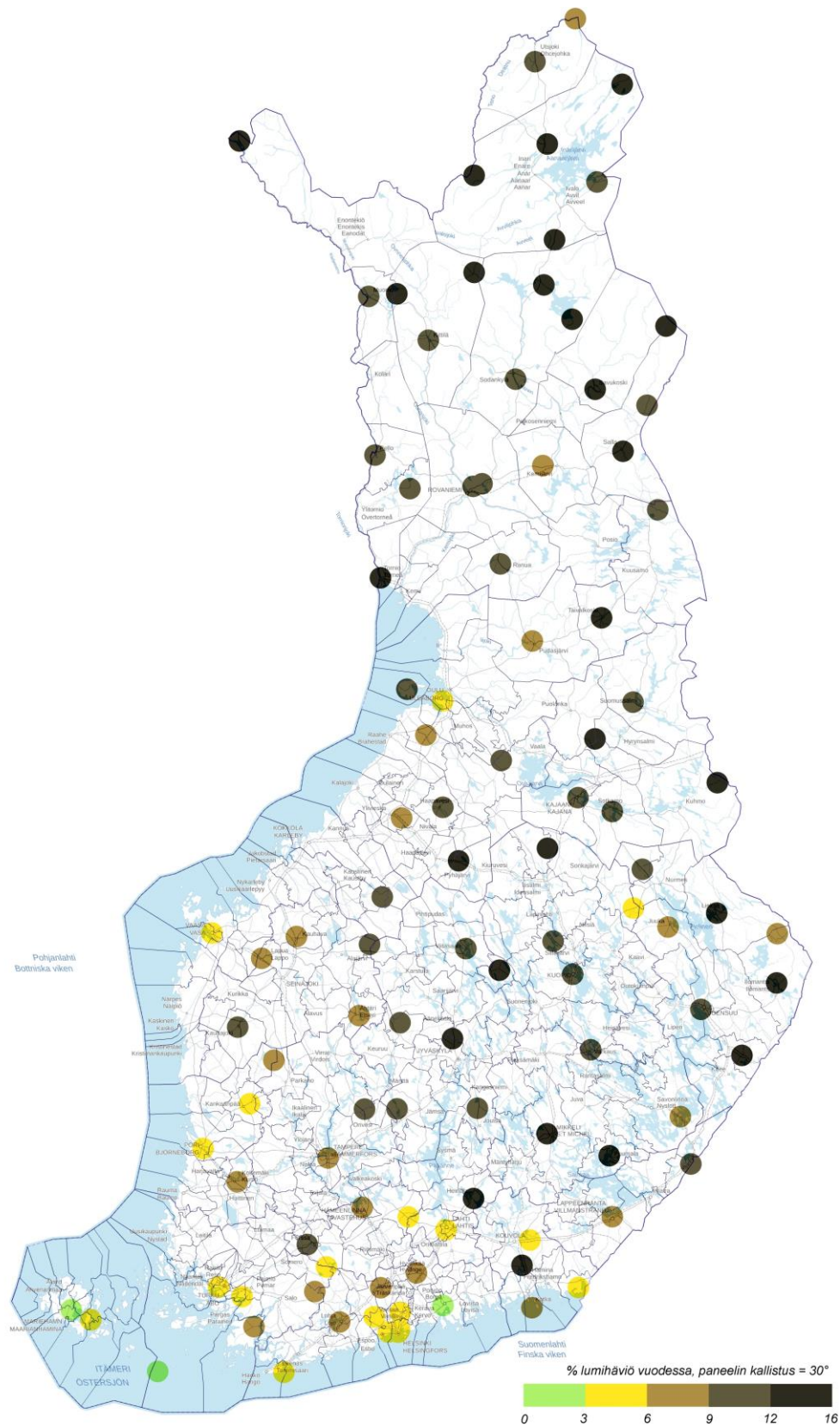
tuoreimman (vuodet 2010–2016) data-analyysin alueilta, jotka eivät ole satelliittitietokantojen ulottuvilla ja on osoittautunut hyväksi säteilytietokannaksi Pohjois-Suomeen.



Kuva 12. SAM-simuloinnin tulokset Ilmatieteen laitoksen Sodankylän Tähtelän sääasemalla. Siniset palkit kuvaavat vuosipotentialin alenemaa simulointien välillä kuukausittain.

Ilman lunta Sodankylän Tähtelän voimala tuottaa SAM-simuloinnissa 9,1 % enemmän aurinkosähköä paneelin ollessa 30 asteen kulmassa. Häviöt ovat niin ikään 9,1 %, kun paneelin kallistus vastaa sääaseman sijainnin leveyspiiriä. Lumihäviöt ovat suurimmillaan maaliskuussa, kun säteilyä on jo huomattavan paljon mutta lumipeite estää sen pääsyä paneeleille. Mikäli simulointimalli ottaisi lumen sulamisen huomioon, olisi huhtikuun häviöissä oletettavissa pientä laskua. Kuvassa 12 on esimerkki lumihäviöiden aiheuttamasta vuosipotentialin alenemasta. Sodankylässä lumi sulaa niin voimakkaasti, että käytännössä sama vaikutus on huomattavissa mitattavan lumipatsaan korkeuden muutoksista.

Suomesta tehtiin simuloinneista saatujen arvojen pohjalta kartta kuvaamaan lumihäviöitä sekä säteilyn määrän ja lumihäviöiden muodostamia tuotannon kokonaiseroja maantieteellisesti 30 asteen asennuskulmassa. Kartta on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. Vuotuinen lumihäviö, kun paneelin kallistus on 30 astetta.

2.4 Yhteenveto

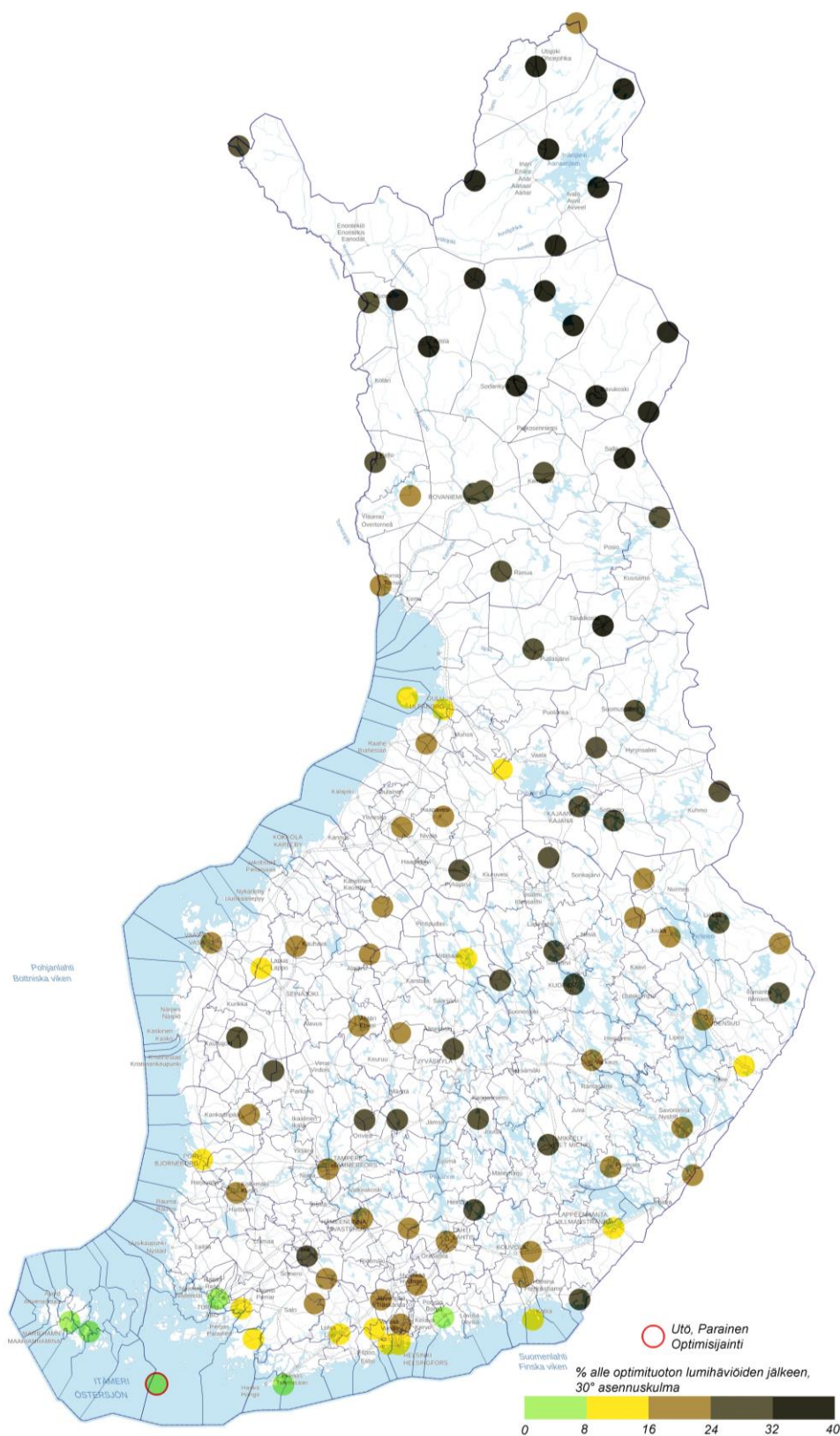
Säteily- ja tuotantolukemien vertailusta saatiin arviot neljästä eri voimalasta. Taulukossa 3 on esitetty voimaloilla mitattujen ja SAM-ohjelmassa lähimmällä sääasemalla simuloitujen häviöiden suuruus.

Taulukko 3. Mitattujen ja simuloitujen lumihäviöiden erot.

Voimala	Lähin sääasema	Häviöt voimalalla	Simulointi lähimmällä sääasemalla
Asikkala	Lahti Laune	6,1 %	5,9 %
Kotka	Kotka Rankki	6,6 %	8,3 %
Iisalmi	Vieremä Kaarakkala	7,9 %	12,7 %
Tampere	Tampere Härmälä	4,6 %	6,4 %

Simuloidut lumihäviöt ovat pääsääntöisesti hieman suurempia kuin säteilytietokantoihin ja todellisiin tuotantolukemiin pohjautuvat tulokset. Tuloksiin vaikuttavaa varmasti simulointimenetelmän edellä kuvatut yksinkertaistukset ja se, että lumensyvyystiedot ovat saatavilla vain vuorokauden resoluutiolla.

Sääolosuhteiden vaikutusta ei tule vähätellä aurinkovoimalahankkeen kannattavuutta laskiessa, sillä Suomen huonoimmalla alueella tuotantoa on jopa 40 % vähemmän kuin optimisijainnilla. Tämän suuruinen alenema tarkoittaa, että voimala voisi optimiolosuhteissa tuottaa taloudellisesti 67 % enemmän arvoa omistajalleen. Tästä syystä aurinkovoiman hyödyntämiseen soveltuvia saastuneita maita etsittäessä pyritään keskittymään alueille, joissa aurinkosähkön tuotanto on mahdollisimman suurta. Aurinkosähkön tuotantopotentiaali lumihäviöiden jälkeen on esitetty kuvassa 14.

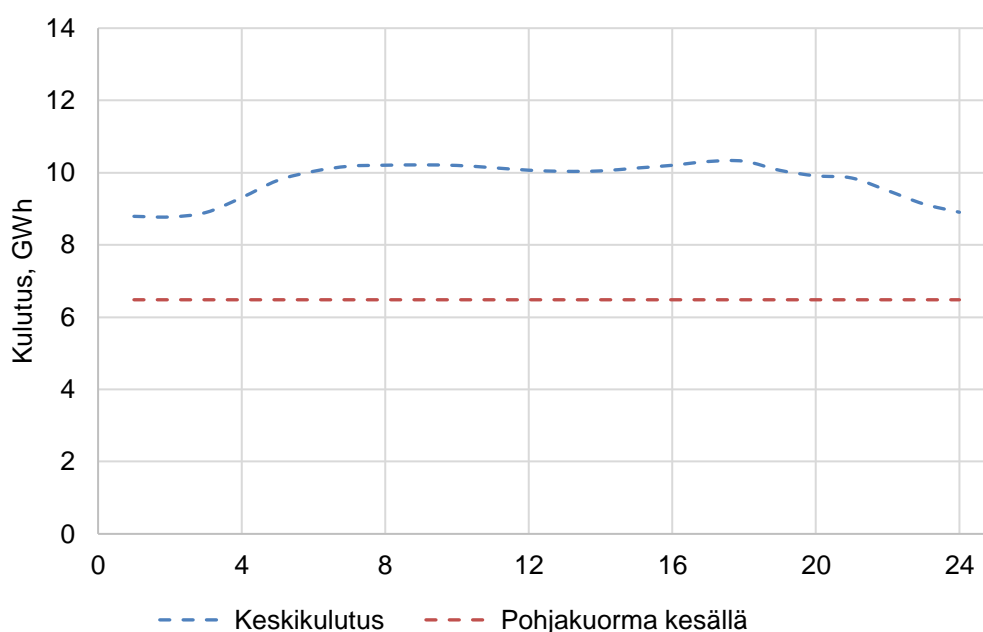


Kuva 14. Vuotuinen aurinkosähkön tuotanto suhteessa Utön optimaalisiin tuotanto-olosuhteisiin, kun paneelin kallistuskulma on 30 astetta.

3 Suomen sähköjärjestelmän mitoittaminen

3.1 Tuontisähkön minimointi verkossa

Suomen sähkönkulutus vuonna 2018 oli 87 terawattituntia. Sähkönkulutus muodostuu omasta tuotannosta, johon lisätään tuontisähkön osuus ja vähennetään vientisähkön osuus. Suomi tuo ulkomailta enemmän sähköä kuin vie ja vuonna 2018 tasevajausta oli keskimäärin 2,3 GW joka hetki. Aurinkosähkön tuotannon osuus sähkönkulutuksesta oli 0,2 % eli noin 170 GWh. Kesäpäivisin tasevajausta ei laskenut alle 1000 MW:n tehon ja keskimäärin se oli yli 1900 MW [12]. Kuvassa 15 esitetään Suomen keskimääräinen sähkönkulutus verrattuna kesän pohjakuormaan.

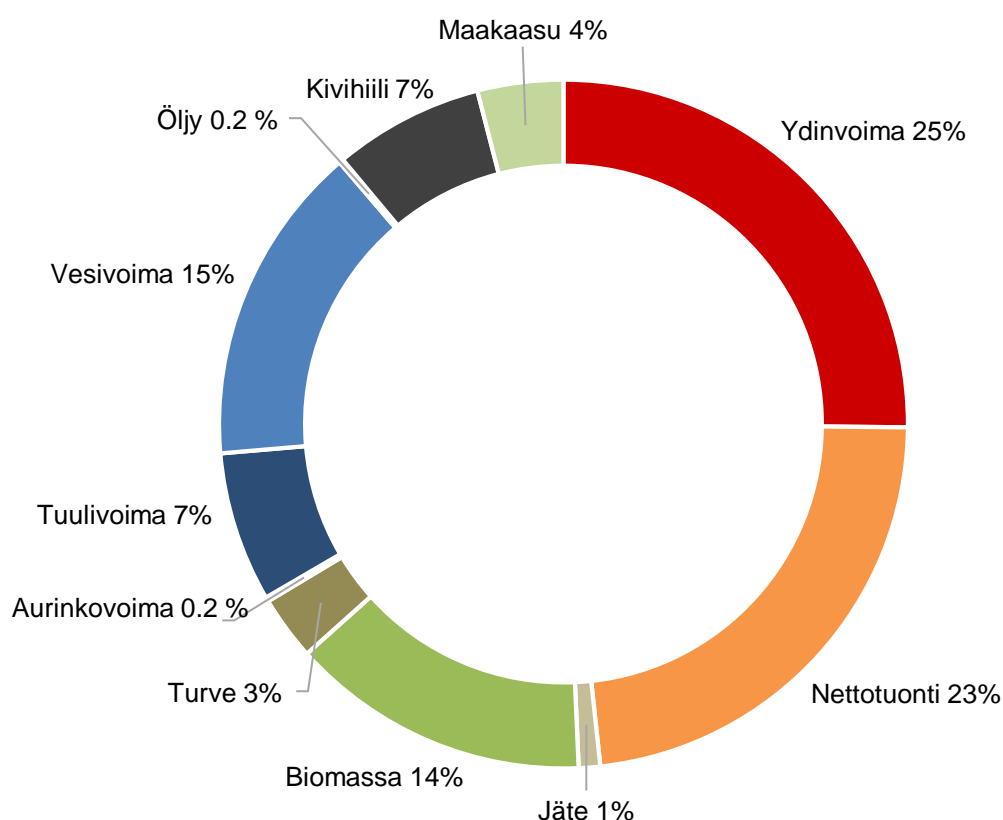


Kuva 15. Suomen vuorokauden keskimääräinen sähkönkulutus suhteessa kesän pohjakuormaan tunneittain vuonna 2018 [12]

Suomen näkökulmasta aurinkosähkön tuottaminen on kannattavaa, jos sen osuus pysyy yhtä suurena tai alle nettotuonnin osuuden. Mikäli aurinkosähkön tuotantoa olisi enemmän kuin tuontisähköä, se nostaisi oman tuotannon säätämisen tarvetta. Suomen säätövoimakapasiteetti määrittelee, miten vaihtelevaa sähköntuotanto voi olla ja tulevaisuudessa älykkäät sähköverkot ja kysyntäjousto tulevat helpottamaan verkon

tasapainotusta. Mikäli aurinkovoiman määrä ei ylitä tuontisähkön määrää, voidaan olettaa aurinkosähkön aiheuttama säätövoiman tarve pieneksi. Mikäli aurinkosähkön osuus ylittäisi tasevajauksen, tulisi sähkö saada myytyä ulkomaille tai varastoitua.

Tässä opinnäytetyössä ei tarkastella, kannattaako Suomen tuottaa aurinkosähköä naapurimaiden tarpeisiin. Aurinkovoimalan teho optimoidaan minimoimaan tuontisähkön määrä verkossa ja maksimoimaan säästöt. Laskelmissa on käytetty vuoden 2018 toteutuneita ulkomaan oston lukuja, pörssisähkön hintaa ja aurinkosähkön tuotantoa.



Kuva 16. Sähkö energialähteittäin 2018 [13].

Suomen sähköntuotanto energialähteittäin on esitetty kuvassa 16. Suomen kansallisessa energia- ja ilmastostrategiassa on linjattu, että kasvihuonekaasujen määrää tullaan vähentämään 80–95 % vuoden 1990 tasosta ja että vuonna 2030 uusiutuvan energian osuus loppukulutuksesta saavuttaa 50 % tason [14, s. 89]. Mitä

enemmän uusiutuvia sähköntuotantomuotoja käytetään, sitä enemmän tulee varautua säävaihteluihin ja lisätä varastointikapasiteettia.

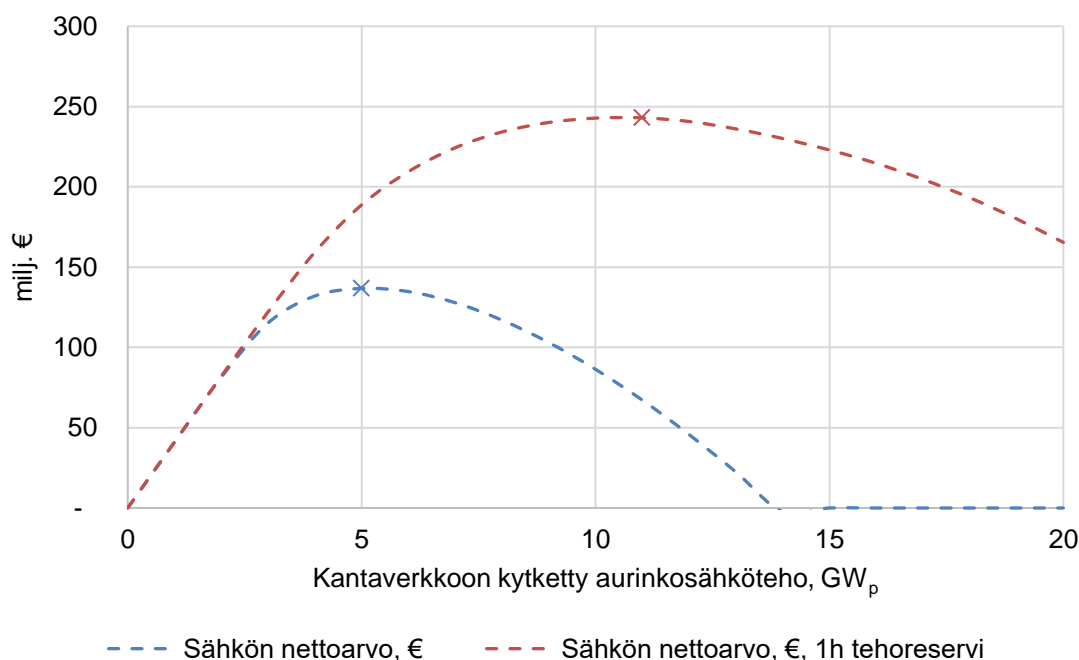
3.2 Tehoreservin ja säätövoiman vaikutus optimaaliseen asennustehoon

Sähköverkon epätasaista tuotantoa ja kulutusta tasataan vastaamaan toisiaan joka hetki. Tehoreservien tehtävä on vastata yllättäviin tehovaihteluihin lisäämällä tai vähentämällä tehoa. Nykyisin käynnissä olevassa tehoreservijärjestelmässä on mukana sekä voimalaitoksia että suureen kulutuksen joustoon kykenevät tuotantolaitoksia. Energiavirasto kilpailuttaa tehoreservilaitokset ja määrittää tarvittavan reservin määrän. Tällä hetkellä tehoreservissä on 729 MW joustavaa tehoa yhteensä kuudesta eri kohteesta [15].

Säätövoimaksi kutsutaan tuotantoa, jolla tasataan tuotannon ja kulutuksen välisiä vaihteluja. Suomessa Fingrid ylläpitää säätösähkömarkkinoita muiden pohjoismaiden kanssa. Säätövoiman käyttöönotto perustuu säätötarjouksiin ja niiden hintoihin. Ylössäätö tarkoittaa sitä, että tarjouksen antaja sitoutuu syöttämään tehoa verkkoon ja alassäätö tehon kuluttamista. Ylössäädön hinnaksi muodostuu kalleimman käyttöönotetun tarjouksen hinta ja säädöt otetaan käyttöön alkaen halvimmasta. Alassäädön hinnan määrittää halvin käytetty tarjous. Ylös- ja alassäädöille määritellään erilliset hinnat. Säätötarjouksia voi antaa kaikista viidentoista minuutin sisällä käyttöön saatavista yli 10 MW tehonmuutoksista [16].

Mallinnetaan yhden tunnin tehoreservi verkkoaurinkovoimalalle. Tehoreservi toimii kuin akku ja purkautuu heti, kun aurinkosähkön tuotanto laskee alle tasevajauksen suuruuden. Yhden tunnin tehoreservi tarkoittaa sitä, että 1 GW_p aurinkosähkötehoa kohden asennetaan 1 GWh akun kaltaista tehoreserviä. Oletetaan, että aurinkosähkön tuotannon hinta on sama riippumatta siitä, hyödynnetäänkö se vai jääkö se hyödyntämättä. Hukkaan mennyt aurinkoenergia tulkitaan hyödynnettävää energiaa vastaavaksi tappioksi. Aurinkoenergian arvo on sama kuin pörssisähkön hinta tuotantohetkellä. Säästöksi luetaan siis SPOT-hinnan mukainen korvaus tuotetusta aurinkosähköstä, joka tuonnin sijasta tuotetaan itse. Tappioiksi luetaan SPOT-hinnan mukainen osuus aurinkosähköstä, jota ei saatu kulutettua Suomessa. Mallinnuksessa

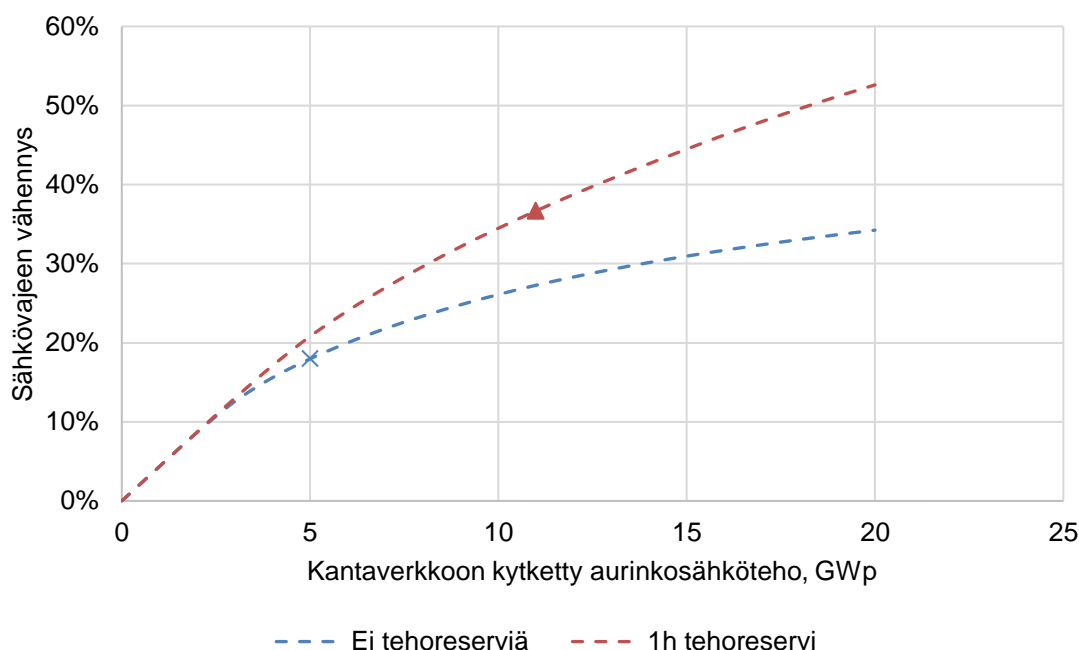
käytettiin Nord Poolin [17] vuoden 2018 toteutuneita Suomen SPOT-hintoja ja Suomen sähköjärjestelmän toteutuneita tuotanto- ja kulutuslukemia [12].



Kuva 17. Kantaverkon vuoden 2018 tasevajauksen mitoittamin aurinkosähköllä yhden tunnin tehoreservillä ja ilman tehoreserviä. Säästöt pörssisähköhinnoittelulla asennetun tehon funktiona.

Ilman tehoreserviä 5 GW_p teholla vuosisäästöt ovat pörssisähkön hinnoittelulla 135 miljoonaa euroa ja vastaavasti yhden tunnin tehoreservillä ja 11 GW_p teholla vuosisäästöt ovat 243 miljoonaa euroa. Säästöjen maksimoimiseksi tehoreserviä tulisi käyttää vain silloin, kun pörssisähkön hinta on suurimmillaan, mutta malli vastaa melko hyvin säättövoiman todelliseen tarpeeseen. Suomen kulutus on huipussaan alkuillasta yhtäaikaaisesti, kun aurinkovoima lakkaa tuottamasta. Kuvassa 17 on esitetty vuosisäästöt kantaverkkoon kytketyn aurinkosähkötehon funktiona yhden tunnin tehoreservillä ja ilman tehoreserviä.

Ilman tehoreserviä 5 GW_p:n teholla tuontisähkön määrä vähentyisi 18,0 % ja yhden tunnin tehoreservillä 11 GW_p:n teholla 36,7 %. Kuvassa 18 on kuvattu sähkövajeen vähennys verkkoon kytketyn aurinkovoiman funktiona.



Kuva 18. Verkkoon kytketyn aurinkovoiman hyödynnettävyys sähkövajeen paikkaamisessa vuonna 2018.

Aurinkovoimalan pinta-alatarve voidaan määritellä maa-asennuksena siten, että 30 asteen kulmassa piikkitehoa voidaan asentaa keskimäärin noin $60 \text{ W}_{\text{pDC}}/\text{m}^2$. Yksi gigawatti aurinkovoimaa voidaan tällöin asentaa $16,7 \text{ km}^2$:n alueelle. 5 GW_p asennus vaatisi tällöin 83 km^2 tilaa ja 11 GW_p 183 km^2 . Nämä luvut ovat $0,025 \%$ ja $0,054 \%$ Suomen pinta-alasta. Teho pinta-alayksikköä kohden on pienempi, kun paneelit ovat suuressa kulmassa ja suurempi kun paneelit ovat pienessä kulmassa. Paneelin teho ja hyötysuhde muuttavat tehotiheyttä ja siksi pinta-alan tarve lasketaan aina kohdekohtaisesti valitulla paneelilla ja asennustavalla. Tämän laskelma toteutettiin samalla paneelilla, jota käytettiin SAM-simulointeihin.

3.3 Muita aurinkovoiman mitoituksia

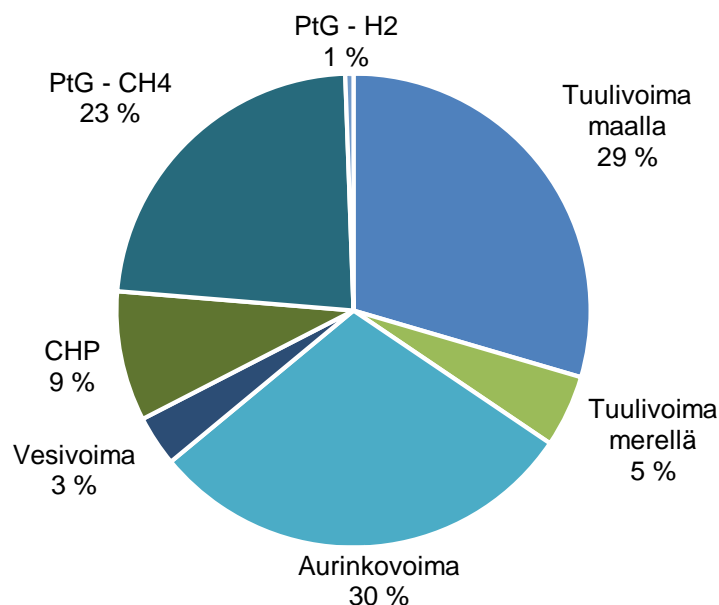
Aalto-yliopiston FinSolar-hanke esittää fossiilivapaan Suomen skenaariossaan, että aurinkosähköä tulisi asentaa 4 GW_p . Skenaario kattaa kaiken energiankäytön ja simuloinneissa on pyritty minimoimaan polttoaineen määrää. Simulaatio osoitti, että fossiilivapaan energiajärjestelmän rakentaminen on mahdollista. FinSolarin arvio ei sisällä synteettisten polttoaineiden tuottamiseen tarvittavaa aurinkosähköä, mikä lisäisi

asennettua tehoa moninkertaiseksi. Tuulivoimaa on painotettu halvan hinnan takia, mutta vaihtelevan tuotannon takia aurinkovoimaa tarvittaisiin kesäisin huomattavasti enemmän. Tuulivoimaa tarvitaan arvioiden mukaan aurinkovoimaa enemmän [18, s. 12]. Taulukossa 4 on esitetty FinSolar-hankkeen 100 % uusiutuvan energian skenaario tuotantotavoittain.

Taulukko 4. FinSolar-hankkeen 100 % uusiutuvan energian skenaario tuotantotavoittain suhteessa järjestelmän nykytilaan. Sisältöä muokattu [18, s. 12].

	Kulutus Suomessa 2017, TWh	Kulutus 100 % fossiilivapaassa Suomessa, TWh
Tuulivoima	5	60
Ympäristö ja hukkalämpö	6	38
Biomassa	100	110
Ydinvoima	65	106
Aurinkovoima	0	3
Muut puhtaat polttoaineet	0	16
Nettotuonti tai -vienti	20 (tuonti)	5 (vienti)
Fossiiliset polttoaineet	153	0
Vesivoima	15	15
Kierrätyspolttoaine	9	9

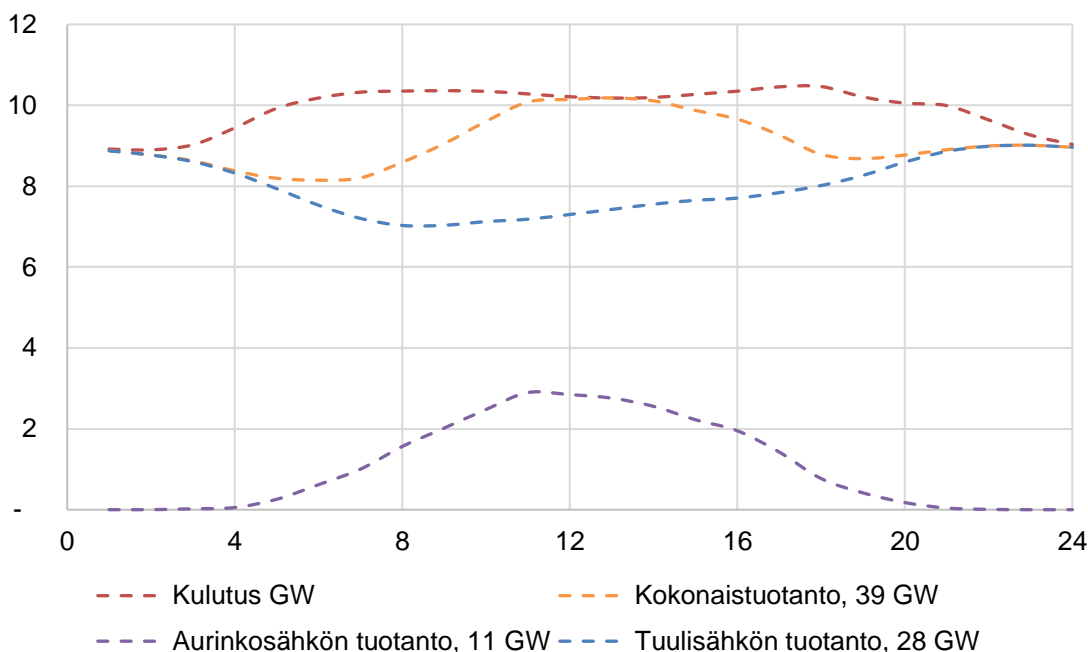
Neo-Carbon Energy -projekti esittää [19] 30 GW_p aurinkosähköasennusta osana 101 GW_p:n hiilineutraalia sähköjärjestelmää. Tarkastelussa on Suomen koko primäärienergian tarve. 100 % RE -mallissa 87 % kaikesta sähköstä tuotetaan hajautetusti tuuli- ja aurinkoenergialla. Kuvassa 19 on esitetty Neo-Carbon Energyn näkemys tuotantokapasiteetin jakaumasta energialähteittäin.



Kuva 19. Neo-Carbon Energyn 2050 Basic 100 % RE -skenaarion tuotantokapasiteetin jakauma energialähteittäin Suomessa

3.4 Tuulisähkön ja aurinkosähkön tuotannon tasapainottaminen

Tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan yöllä ja talvella, kun vastaavasti aurinkovoima tuottaa parhaiten kesäpäivinä. Aurinko- ja tuulisähkön tasapainottamisella tuotanto kohtaa paremmin kulutuksen kanssa. Tasapainotetussa ja optimoidussa verkossa tehon säätämistä tarvitaan vähemmän. Tuotantomuotojen tasapainottaminen on tärkeää etenkin, jos verkossa on paljon uusiutuvia, joiden tuotanto on vaihtelevaa. Suomen vuoden 2018 sähkönkulutus keskiarvoistettiin tunneittain ja molempien tuotantomuotojen huipputunnit skaalattiin vastaamaan yhden megawatin keskimääräistä tuotantoa jakautuen vuorokauden eri tunneille. Tuulivoimalan huipputunneiksi oletettiin 2500 ja aurinkotunneiksi 850. Kuvassa 20 on esitetty Suomen keskimääräisen päivän kulutus ja tuotanto vuonna 2018. Tuulivoimaa tulisi analyysin mukaan asentaa noin 2,5-kertaisesti aurinkovoimaan nähden. Kuvattu yhdistelmä tuottaa suurimman uusiutuvien energiamuotojen omavaraisuuden. Optimoidussa verkossa sähkön varastointikapasiteettia tarvitaan vähän.



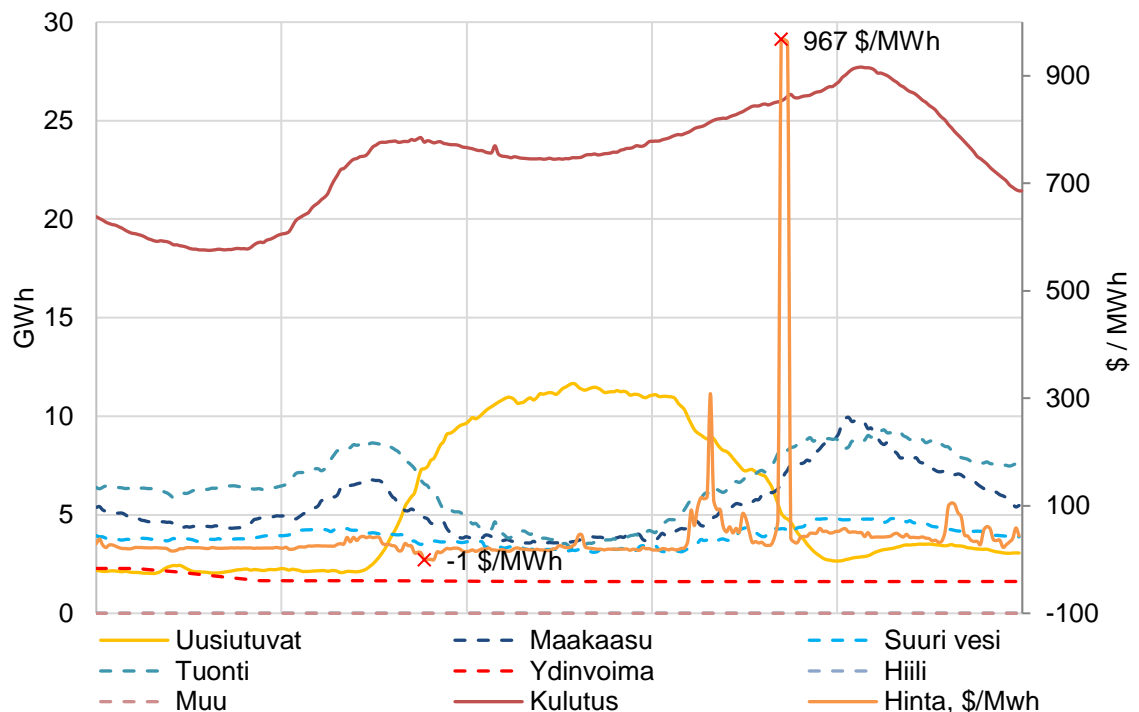
Kuva 20. Optimaalinen yhdistelmä tuuli- ja aurinkosähkötehoa

Aurinkovoiman tuotanto on hajautettua ja vähentää siten verkon siirtokyvyn lisäyksen tarvetta. Aurinkovoima saattaa aurinkoisena hetkenä tuottaa jopa. Eri tuotantomuotojen vertailu verkolle aiheuttamissaan kustannuksissa on haastavaa ja hyvin tilannekohtaista.

3.5 Saturoitunut aurinkosähkömarkkina

Aurinkosähkön suurin ongelma sähköjärjestelmän kannalta on se, että tuotannon ajankohtaa tai tarkkaa tehoa on mahdotonta ennustaa. Kun aurinko alkaa paistaa aamupäivällä, perustuotannon tehoa tulee säätää jyrkästi alas. Vastaavasti alkuillasta auringon laskiessa perustuotannon tehonousun pitää olla voimakasta. Verkkoyhtiön säätökapasiteetti on sitä kuormitetumpi, mitä enemmän ja mitä nopeammin säätöä pitää saada tehtyä. Kaliforniassa meni vuoden 2019 toukokuun aikana hukkaan 220 GWh sähköä [20], koska sitä ei voitu hyödyntää mihinkään. Tuotanto ei kohtaa kulutuksen kanssa, ja tämän ongelman ratkaisuksi sähkön varastoitikapasiteettia tulisi rakentaa enemmän.

Kuvassa 21 on esitetty Kalifornian tyypillistä loppukevään aurinkoista päivää sähköntuotannon näkökulmasta. Sähkön suuri hinnanvaihtelu kuvaa verkkoyhtiön vaikeuksia säätää energiavirtoja. Aamupäivällä sähköä on liikaa markkinoilla ja verkkoyhtiö maksaa asiakkailleen pientä korvausta sen kuluttamisesta. Illalla kulutus nousee samanaikaisesti uusiutuvien tuotannon vähetessä ja sähkö maksaa hetkellisesti lähes tuhat dollaria megawatilta.



Kuva 21. Sähkön tuotanto, kulutus ja hinta Kaliforniassa aprillipäivänä 2019 [21].

Verkon kannalta tilanne ei ole optimaalinen, sillä radikaalit ylössäädöt vaativat myös usein ei-ympäristöystävällisiä sähköntuotantomuotoja. Kalifornian tapauksessa energian varastointi on huomattavasti kannattavampaa kuin Suomessa, sillä uusiutuvien suuri määrä on saanut pörssisähkön hinnan vaihtelevaan voimakkaasti.

4 Aurinkosähkön kannattavuus

Aurinkosähkön kannattavuutta tarkastellaan usein takaisinmaksuajan ja verkkosähkön oston vähenemisestä johtuvilla säästöillä. Sijoittajan näkökulmasta oleellista on saada

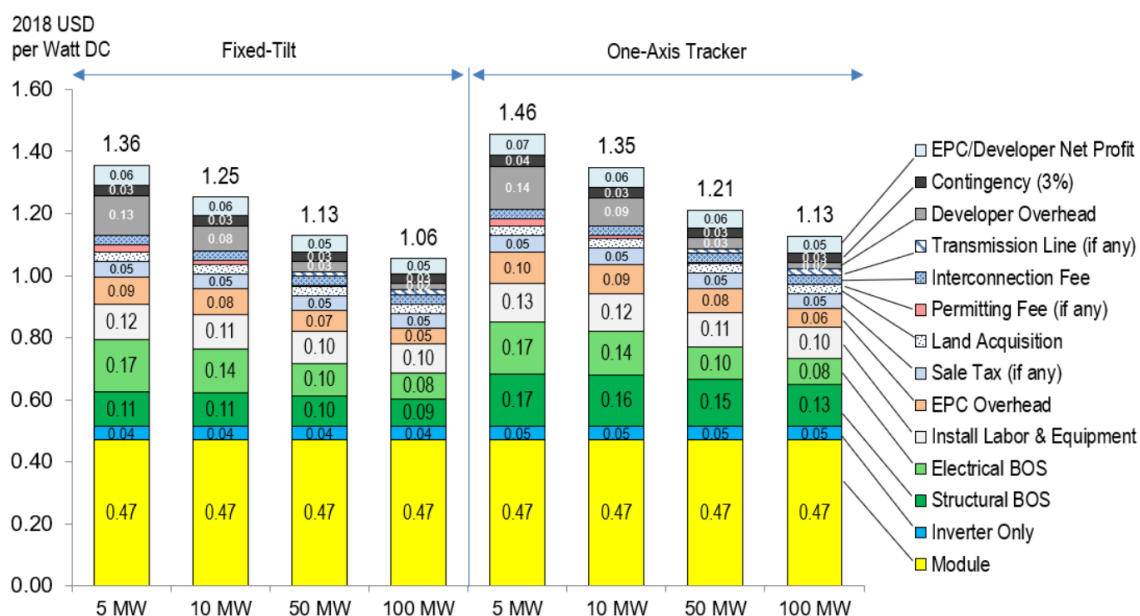
voimalahankkeen tuotot ylittämään investointikustannukset. Voimalan toimittaja voi taata sähköntuoton tietyllä takuuajalla, jonka puitteissa voimalan olisi hyvä maksaa itsensä takaisin. Aurinkovoimalan teho-optimointi on keskeisessä roolissa hankkeen kannattavuudessa. Tuoton maksimoimiseksi järjestelmän tulee olla riittävän suuri, mutta liian iso voimala tuottaa laskennallisesti tappiota, kun aurinkosähköä joudutaan myymään verkkoon. Verkkovoimalan tapauksessa, kun kaikki tuotanto syötetään verkkoon, on oleellisempaa määrittää tehotarve koko Suomen mittakaavassa.

Talouslaskennan tavoitteena on määritellä voimalan vaikuttavuus suhteessa investointiin ja arvioida investoinnin kannattavuutta. Kansantaloudellisesta näkökulmasta voimalan kilpailukyky mitataan parhaiten LCOE-laskennassa (Levelized Cost of Energy), jossa voimalan rakentamiseen ja käyttöön ja ylläpitoon kuluneita kustannuksia verrataan voimalan tuottamaan energiaan. Tuloksena saadaan tasainen sähköenergian hinta koko voimalan elinkaarelle.

4.1 Aurinkosähköjärjestelmien hinta

Aurinkokennojen hinnan kehitys on seurannut niin kutsuttua Swansonin lakia, jonka mukaan kennojen määrän kaksinkertaistuessaa niiden hinta laskee 20 %. Kuvassa 22 on kuvattu suurten yli 5 MW:n aurinkosähköjärjestelmien hinnan muodostumista Yhdysvalloissa vuonna 2018. Paneelien hinta on enää noin kolmannes koko järjestelmän investointi- ja asennuskustannuksista, kun vielä kymmenen vuotta sitten lähes kaikki kustannukset kuluivat paneeleihin. Invertertien hinnat ovat myös laskeneet järjestelmien yleistyttyä. Vaikka paneelien hinta laskisi nollaan, olisi asentamisen ja verkkoon liittämisen kulut yhä merkittävät.

Aurinkovoimaloiden hinnat ovat pääsääntöisesti 1 €/W_p:n (ALV 0 %) molemmiin puolin. Suurissa aurinkovoimaloissa halvalla rahoituksella voidaan saavuttaa matalampi hintataso myyjän suhteellisen katteen ollessa pienempi. Verkkovoimalan tapauksessa hinta saavuttaisi Suomessa todennäköisesti 0,9 €/W_p:n tason.

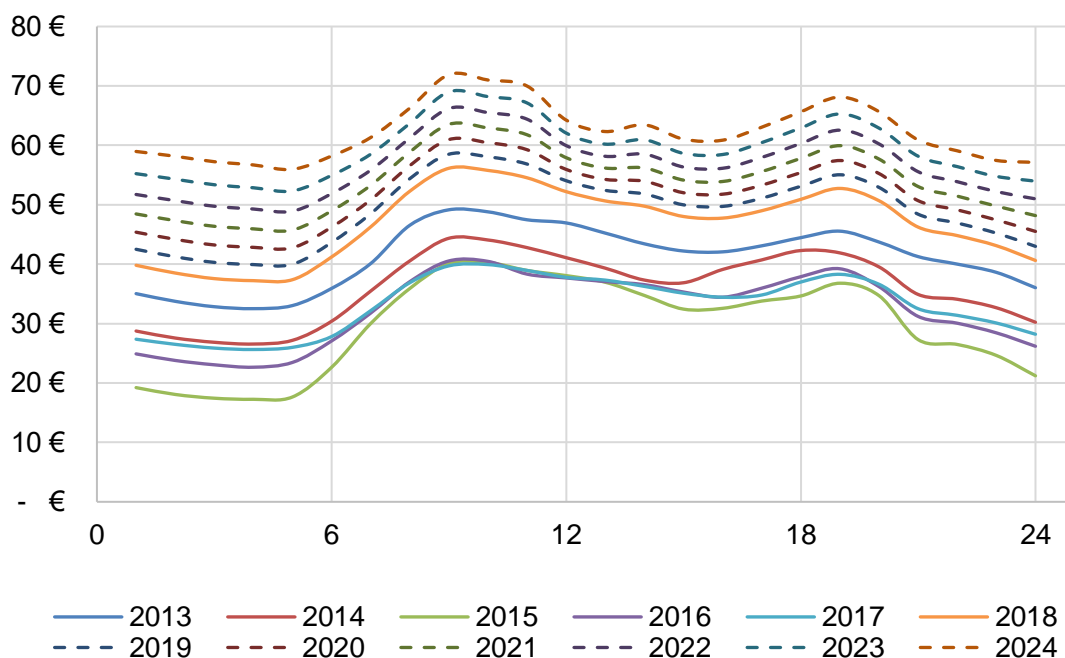


Kuva 22. NREL:n vertailuanalyysi aurinkosähköjärjestelmien kokonaishinnoista Yhdysvalloissa vuonna 2018 [22, s. 36].

4.2 Sähkön hinta

Sähkön hinta muodostuu energian, siirron ja veron osuuksista. Sähkön hinnan muutokset ovat vaikeita ennustaa lukemattomien eri muuttujien takia. Yleinen käsitys kuitenkin on, että sähkön hinta on nousussa ja verkon tasapainottaminen maksaa enemmän, kun lisää uusiutuvaa energiaa kytketään kantaverkkoon. Nord Pool on Pohjoismaiden ja Baltian yhteinen sähköpörssi, jossa määritellään sähkön hinta kysynnän ja tarjonnan mukaan. Pörssissä sähköenergian hinta nousee, kun kysynnän kattamiseksi joudutaan käyttämään kalliimpia tuotantomenetelmiä.

Vuosina 2013–2018 toteutuneet tuntihinnat ladattiin Nord Poolin tietojärjestelmästä [17] ja jokaisen vuoden hinnat keskiarvoistettiin tunneittain. Keskimäärin vuosina 2013–2018 sähkön hinta on noussut vuosittain 4–7 % tunnista riippuen. Yötuntien hinnat ovat nousseet tällä ajanjaksolla suhteessa kaikista eniten. Tuntihintojen kehityksen oletettiin jatkuvan tasaisena myös seuraavat viisi vuotta 2019–2024. Kuvassa 23 on esitetty tunneittain SPOT-sähkön keskihinta vuoden ajalta sekä tehty ennuste vuosien 2019–2024 pörssisähkön hinnan kehityksestä.



Kuva 23. Pörssisähkön hinnoittelu vuosien 2013–2018 tunneittain määritetyllä ja sähkönkulutukseen painotetulla keskimuutoksella. [17] Katkoviivoilla on merkitty hintaennusteet vuosille 2019–2024.

Sähkön siirtokustannus riippuu siitä, millainen sähkökäyttäjä on kyseessä. Pääsääntöisesti vähän energiaa kuluttavat asiakkaat maksavat suhteessa eniten sähkön siirrosta. Aurinkovoimalat ovat Suomessa sähköverovapautettuja, mikäli verkkoon asennettu teho on alle 100 kVA tai vuosituotanto on alle 800 MWh. Yli 100 kVA:n aurinkovoimalan omistajat ilmoittautuvat sähköverovelvollisiksi ja ilmoittavat vuosittain tuottamansa sähkön määrän. Mikäli voimala tuottaa yli 800 MWh sähköä vuodessa, koko tuotanto verotetaan voimalan omistajan omassa sähköveroluokassa ja sähköverotus muuttuu kuukausittaiseksi [23].

Tässä opinnäytetyössä keskitytään suuriin verkkoon kytkettäviin aurinkovoimaloihin, jotka on liitetty vähintään keskijännitteeseen. Energiamarkkinavirasto on laatinut sähkön tyyppikäyttäjistä malleja, joista teollisuuden mallit T1–T4 ovat relevantteja tarkasteltaviksi. Tyyppikäyttäjät on määritelty tehontarpeen ja vuosikulutuksen perusteella:

- T1 Pienteollisuus, sähkön käyttö 150 000 kWh/vuosi, tehontarve 75 kW
- T2 Pienteollisuus, sähkön käyttö 600 000 kWh/vuosi, tehontarve 200 kW
- T3 Keskisuuri teollisuus, sähkön käyttö 2 000 000 kWh/vuosi, tehontarve 500 kW
- T4 Keskisuuri teollisuus, sähkön käyttö 10 000 000 kWh/vuosi, tehontarve 2 500 kW

Taulukossa 5 on esitetty sähkön siirron ja sähköveron hinnan muutokset tyyppikäyttäjillä T1–T4. Sähkön siirtohinnan vuosinousu on ollut keskimäärin 3,6 %. Sähkövero on vuosien 2009–2019 aikana noussut molemmissa veroluokissa lähes kolminkertaiseksi. Teollisuuden mittakaavassa sähköveron osuus on hyvin merkittävä osa sähkön kokonaishintaa ja vaikuttaa huomattavasti suuren verkkoaurinkovoimalan kannattavuuteen. Oletetaan, että suuri sähköverorajan ylittävä aurinkovoimala kuuluu veroluokkaan 2.

Taulukko 5. Sähkön siirron ja sähköveron hinnan kehitys vuosina 2009–2019 tyyppikäyttäjillä T1–T4 [24].

	T1	T2	T3	T4	Vero 1	Vero 2
3/2009, €/MWh	30,2 €	26,7 €	19,5 €	17,7 €	10,8 €	3,2 €
3/2019, €/MWh	42,8 €	37,2 €	28,4 €	25,3 €	27,9 €	8,7 €
Korotus, €/MWh	12,60 €	10,5 €	8,9 €	7,6 €	17,2 €	5,5 €
Vuosikorotus	3,5 %	3,4 %	3,8 %	3,6 %	10,0 %	10,5 %

Euroopan unionin päästökaupan tarkoitus on rajoittaa haitallisten hiilipäästöjen päätymistä ilmakehään ja tehdä vähennys sieltä, missä se on halvinta toteuttaa. Päästöjä aiheuttavat yritykset ovat veloitettuja omistamaan päästöjään vastaavat päästöoikeudet. Päästöoikeuksia on myynnissä vähemmän kuin nykyisiä päästöjä on laskennallisesti, mikä ohjaa yrityksiä käyttämään ja tuottamaan vähäpäästöisempää energiaa taloudellisella insentiivillä. 2010-luvun alussa taantuman aikana päästöoikeuksia oli markkinoilla paljon ja kysyntä pientä. Tämä johti siihen, että päästöoikeuden hinta romahti hyvin pieneksi. Vuoden 2018 aikana päästöoikeuden hinta kolminkertaistui ja sen vaikutus voimaloiden kustannusvertailussa oli jälleen merkittävä.

Kymmenen vuoden tarkastelujaksolla 2009–2019 hiilitonnin päästöoikeuden hinta on noussut keskimäärin vuosittain 6,5 %. Päästöoikeuksien hinnan kehitys on esitetty kuvassa 24. Aurinkosähkön kilpailukyky paranee suhteessa hiilipäästöisiin

tuotantotapoihin päästöoikeuden hinnan noustessa. Ajatushautomo Carbon Tracker Initiativen arvion mukaan päästöoikeuden hinta tulee nousemaan 35–40 euroon vuoteen 2023 mennessä, ja nousu johtuu pääosin päästöoikeuksien määrän vähentämisestä. Päästöoikeuksien määrää ollaan päätetty vähentää vuosittain 24 % vuosina 2019–2023. Tämä vastaa yhteensä 75 %:n alenemaa neljässä vuodessa [25].



Kuva 24. Päästöoikeuden hinta hiilitonnia kohden vuosina 2009–2019. Hinnat muutettu USD-arvoista kertoimella 0,89 [26].

Aurinkovoimaan sijoittaminen on jo sähkön hinnan nykytasolla itsensä takaisin maksava investointi. Jokainen sähkön kokonaishinnan osa on nousussa, mikäli kehitys jatkuu viime vuosien tapaan. Erilaiset päästöihin pohjautuvat maksut ovat tulevaisuudessa todennäköisiä.

4.3 Valtion tuki aurinkovoimainvestoinneille

Valtio voi käyttää investointien poliittisena ohjauskeinona erilaisia tukimuotoja. Suomessa uusiutuvan energian investoinneille voidaan myöntää 1.5.2019 alkaen 20 %:n investointituki. Muita uusiutuvan energian investointihankkeita tuetaan 10–30 %. Uutta teknologiaa sisältävät hankkeet saavat investointitukea 20–40 % ja hakemukset

käsitellään tapauskohtaisesti. Energiatuen myöntää pienissä hankkeissa Business Finland ja suurissa yli 1 000 000 euron hankkeissa TEM (Työ- ja elinkeinoministeriö) [27]. Business Finland on asettanut investointituella seuraavat rajaehdot:

- Investointikustannusten tulee olla vähintään 10 000 euroa.
- Hakijan tulee osoittaa sähkölle pitkäaikainen ostaja 1–5 MW:n hankkeissa.
- Yli 5 MW:n sähköntuotantohankkeita ei tueta, jos ne eivät ole uutta teknologiaa.

Investointituen määrä oli 30 % vuonna 2015, 25 % vuonna 2016 ja on 1.5.2019 alkaen tasolla 20 %. Selkeä poliittinen trendi on investointituen poistuminen lähitulevaisuudessa. Tuulivoiman kasvamista on vauhdittanut tariffijärjestelmä, jossa valtio on taannut tuulisähkön tuottajalle 83,50 €/MWh korvauksen kahdentoista vuoden ajan [28]. Syöttötariffi oli voimassa kuusi vuotta ja sen tehoksi muodostui 2 347 MVA [29]. Tuki oli mitoitettu kattamaan 40 % investointikustannuksista, mutta se osoittautui ylimitoitetuksi.

Tukijärjestelmänä syöttötariffi on tehoton tuki sijoittajalle investointitukeen verrattuna, mikäli valtion taloutta tarkastellaan nollakorkoisena. Jos tuotettua sähköä tuettaisiin esimerkiksi kiinteän summan verran 25 vuoden ajan, myöhempien vuosien tuen hyöty on pienempi kuin ensimmäisten. Oletetaan, että 100 000 euroa maksava aurinkovoimala tuottaa 100 MWh tasaisesti aurinkosähköä vuodessa 25 vuoden ajan. Investointia tuetaan 20 %, eli voimala maksaa sijoittajalle 80 000 euroa. Sijoittaja saa investoinnilleen tavoitellun 7 % investoinnin sisäisen korkokannan (IRR) vuonna 14. Toisessa vaihtoehdossa valtio tukee projektia 25 vuoden ajan tuotettua energiayksikköä kohden tariffilla 8 €/MWh.

Molemmissa tapauksissa valtio antaa tukea 20 000 euroa, mutta tariffilla tuen tehokkuus sijoittajalle on huomattavasti pienempi. Tariffituen arvo on investointivuonna 7 %:n diskonttokorolla 9 323 euroa, eli 53 % vähemmän kuin investointihetkellä annettu täysi tuki. Mikäli valtio haluaisi tukea sijoittajaa saavuttamaan saman tuoton kuin investointituella, sen tulisi maksaa 25 €/MWh tukea koko elinkaaren ajan sijoittajalle. Tämä maksaisi 25 vuoden aikana valtiolle 62 500 euroa, eli 213 % enemmän kuin investointivuonna maksettu investointituki.

TEM on halunnut tukea ensisijaisesti hankkeita, jotka ovat kannattavia. 1–5 MW hankkeita voidaan TEM:n mukaan tukea, jos hakija pystyy osoittamaan pitkäaikaisen sähkönmyyntisopimuksen. Yli 5 MW:n projekteja tuetaan vain, jos demonstroidaan uutta teknologiaa. Hankkeen uutuusarvon ei tarvitse välttämättä liittyä aurinkopaneeleihin, vaan se voi olla myös jokin muu hankkeen osa. Hakijan tehtävä on osoittaa hankkeen uutuusarvo ja kannattavuus pitkällä aikajänteellä [27].

Suuret aurinkovoimalahankkeet saavat suhteessa halvempaa rahoitusta ja ovat muutenkin halvempia toteuttaa tehoyksikköä kohden. FinSolar-hanke suosittelee yli 1 MW:n voimaloiden liittämistä tuen piiriin, sillä ilman tukea sijoittajat eivät pidä tekniikkaa vielä taloudellisesti riittävän houkuttelevana [30].

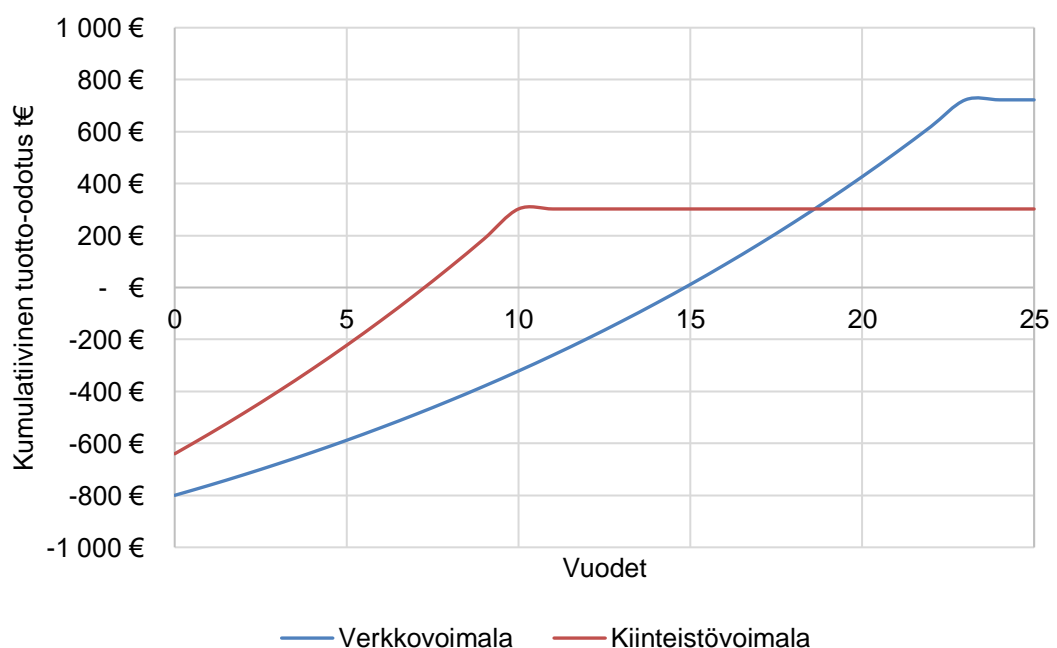
4.4 Aurinkosähköjärjestelmän talouslaskenta

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta on sijoittajan kannalta mielekästä mitata investoinnin tuoton kautta. Tyypillisesti aurinkovoimalan arvoa luo paikallisesti tuotettu sähkö, jota ei tarvitsekaan ostaa verkosta. Kiinteistösähköjärjestelmään kytketyn aurinkovoimalan laskennalliset säästöt muodostuvat sähköenergiasta siirrosta ja verosta. Verkkoaurinkovoimalan tapauksessa sähköä ei kuluteta kiinteistöllä ja laskennallisesti säästöä tulee vain energian osuudesta. Sähkön hinnan vaihteluparametreiksi on asetettu luvussa 4.2 selvitetty arvot vuosilta 2009–2019. Liitteessä 3 on esitelty muut lähtöparametrit tarkemmin sekä vertailtu kahden eri voimalavaihtoehdon kannattavuutta.

Investoinnin sisäinen korkokanta IRR (internal rate of return) kuvaa sijoituksen takaisinmaksua eri vuosina tulleina kassavirtoina. Diskonttaaminen on rahan arvon määrittämistä nykyhetkeen ja positiivisella laskentakorolla rahan arvo on sitä suurempi, mitä aikaisemmassa vaiheessa se saadaan. Sisäinen korkokanta IRR on se korko, jolla diskontattujen kassavirtojen nykyarvojen summa on nolla. Nettonykyarvoksi (net present value) kutsutaan tietyllä sisäisellä korkokannalla saatua rahavirtojen summaa. Positiivinen nettonykyarvo kuvaa onnistunutta sijoitusta ja negatiivinen epäonnistunutta. Nettonykyarvon ja sisäisen korkokannan välistä yhteyttä kuvataan kaavassa 4, jossa C_t on aikajakson kassavirta, C_0 on alkuinvestointi, NPV on investoinnin nettonykyarvo, IRR on sisäinen korkokanta ja t on tarkasteltavien aikajaksojen määrä.

$$NPV = \sum_{t=1}^t \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad (4)$$

Liitteen 3 esimerkillä kiinteistövoimalan haluttu sisäinen 7 %:n korkokanta saavutetaan kymmenessä vuodessa ja verkkovoimalan haluttu sisäinen 5 %:n korkokanta vuonna 23. Esimerkilaskelmien kumulatiiviset tuotto-odotukset on esitetty kuvassa 25. Verkkovoimalassa on pienempi korkotavoite, sillä pääsääntöisesti verkkovoimalat ovat suurempia ja tuottavat näin sijoittajalle määrällisesti enemmän rahaa. Kiinteistövoimalan lyhyempi takaisinmaksu johtuu siitä, että sen tuottama sähkö on omistajalleen siirron ja veron verran arvokkaampaa.



Kuva 25. Aurinkovoimainvestoinnin kumulatiivinen tuotto-odotus 1 000 kW_p verkko- ja kiinteistövoimaloilla halutun korkotason saavuttamiseen asti.

LCOE-laskennassa (levelized cost of energy) vertaillaan eri tuotantomenetelmien kannattavuutta koko voimalan elinkaaren aikana. Pääsääntöisesti Suomessa aurinkosähkö ei ole ollut kilpailukykyinen verrattuna esimerkiksi tuuli- tai ydinvoimaan, sillä sen investointikustannukset ovat niin suuret ja tuotto pieniä. LCOE-laskennan arviointi perustuu siihen, että kaikkia tuotantomenetelmiä käsitellään samoilla muuttujien arvoilla ja siksi kahden eri LCOE-laskennan tuloksia ei voi verrata keskenään. Aurinkovoiman etuja laskennassa ovat yleensä tuotannon päästöttömyys,

siirtomaksujen poistuminen ja pitkä vähän huoltoa ja ilman polttoainetta kestävä elinkaari. Mikäli esimerkiksi laskenta ei ottaisi huomioon siirtomaksujen ja päästöoikeuksien hinnan nousua, asettaisi se muut tuotantotavat eriarvoiseen asemaan. Yksinkertaistettu LCOE-laskumenetelmä on esitetty kaavassa 5, jossa I_t investointikustannukset vuonna t , M_t käyttö- ja huoltokustannukset vuonna t , F_t polttoaikakustannukset vuonna t , E_t sähkön tuotanto vuonna t , r korkokanta ja n voimalan käyttöikä vuosissa.

$$LCOE = \frac{\text{elinkaaren aikaiset kustannukset}}{\text{elin kaaren aikainen tuotanto}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

Tarkempia LCOE-laskelmia voidaan tehdä lisäämällä tunnettuja parametreja. Luvussa 2 simuloituista sääasemista tehtiin LCOE-laskenta SAM-ohjelmassa olettaen seuraavat parametrit:

- Voimalan investointikustannus 800 €/kW
- Huoltomaksut 5 €/MWh
- Tarkastelujakso (voimalan elinikä) 25 vuotta
- Vallitseva inflaatiotaso 0 %
- Projektin sisäinen korkokanta 7 %
- Lainarahoituksen osuus projektin investoinneista 60 % sekä pankkilainan korkotaso 3 %
- Veroaste 0 %
- Rakentamisen nimelliskorko 8 %

Annetuilla parametreilla eri puolilla Suomea LCOE vaihteli välillä 62,5–95,0 €/MWh. Sijoittajan näkökulmasta 20 %:n investointituki laskisi LCOE:n 51,0–77,0 €/MWh:n tasolle.

5 Saastuneet maiden hyödyntäminen aurinkosähkön tuotantopaikkoina

5.1 Suomen saastuneet maat

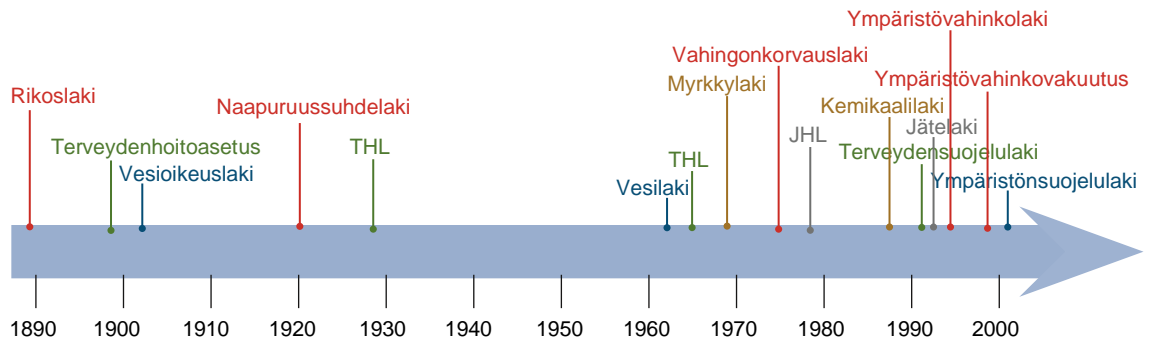
Suomen saastuneita maita on inventoitu järjestelmällisesti 1990-luvun taitteesta lähtien Saastuneiden maiden selvitys- ja kunnostusprojektissa. Suomen ympäristökeskuksen ja ELY-keskusten ylläpitämä Maaperän tilan tietojärjestelmä MATTI on yhtenäistänyt dokumentointia valtakunnalliselle tasolle vuodesta 2007 lähtien. MATTI-tietokantaa ollaan liittämässä Ympäristösuojelun valvonnan sähköiseen asiointijärjestelmään (YLVA) vuoden 2019 aikana. Toukokuussa 2019 MATTI-tietokantaan oli kirjattuna yli 27 000 kohdetta [31]. Vuonna 2013 vastaava luku oli 23 850. Pilaantuneet maa-alueet Suomessa -katsaus [32] on koonnut MATTI-tietokannan kohteet ELY-keskuksittain ja toimialoittain. MATTI-tietokannan tiedot on tarkoitettu ensisijaisesti viranomaiskäyttöön.

MATTI-tietokannan kohteet on jaettu neljään eri kategoriaan:

- Toimiva: kohteessa käsitellään tai varastoidaan haitallisia aineita ja maaperän tila on selvitettävä, jos toiminta alueella muuttuu tai päättyy.
- Selvitystarve: Viranomaisten tietojen mukaan alueella on harjoitettu ympäristöä pilaavaa toimintaa.
- Arvioitava tai puhdistettava: Maaperässä on todettu haitallisia aineita.
- Ei puhdistustarvetta: Alue ei ole pilaantunut tai se on kunnostettu hyväksyttävälle tasolle.

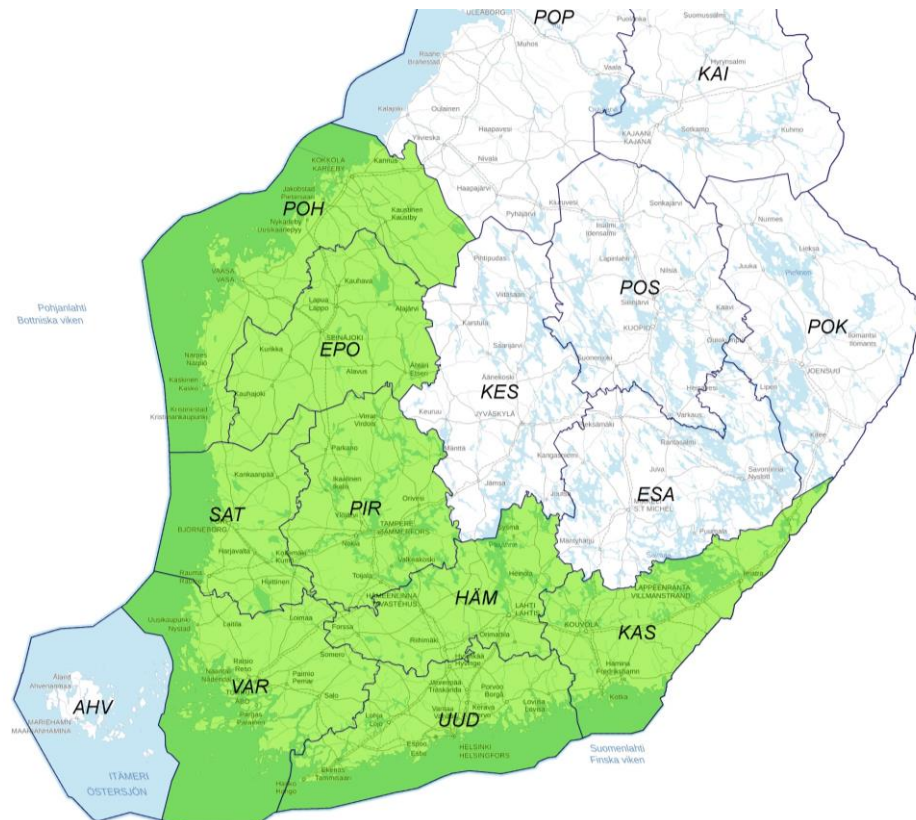
Viranomaiset voivat langettaa alueelle maan- tai maa-aineksenkäyttörajoitteen, mikäli kunnostuksen jälkeen maaperään jää haitta-aineita. Rajoitus voi koskea esimerkiksi rakentamista tai maa-aineksen siirtämistä pois alueelta [32, s. 13].

Ensimmäinen erityisesti ympäristön pilaantumiseen keskittyvä laki oli vuoden 1979 jätehuoltolaki (JHL). Vuonna 1987 jätehuoltolaki laajennettiin kattamaan myös pilaantuneen maa-alueen puhdistusvastuu [32, s. 6]. Kuvassa 26 on esitetty pilaantuneita maita koskevan lainsäädännön kehittymistä vuosina 1890–2000.



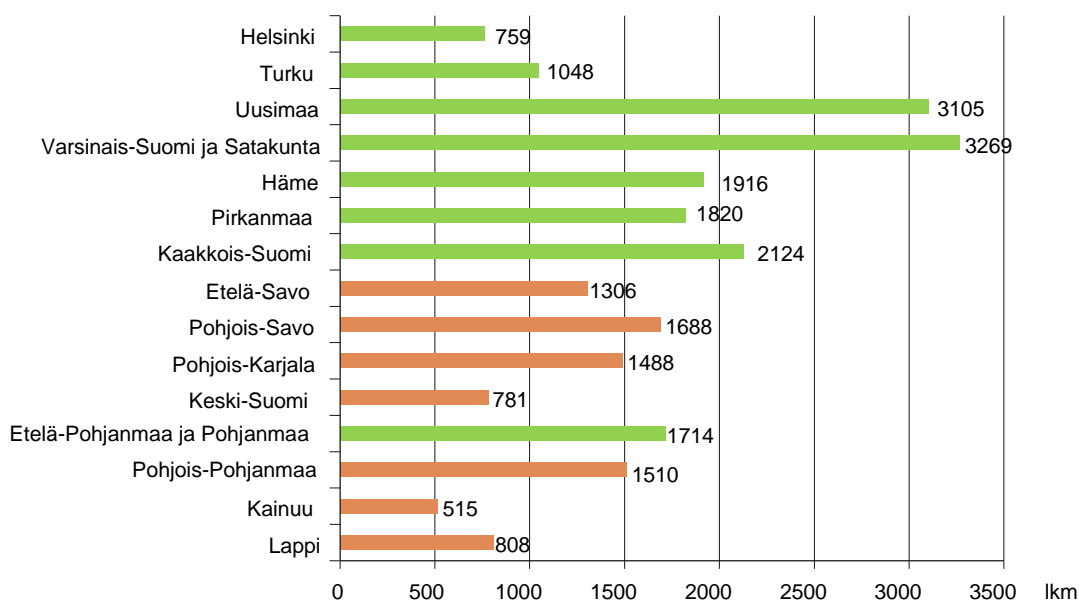
Kuva 26. Pilaantuneiden maa-alueiden lainsäädännön kehittyminen [32, s. 7].

Luvussa 2 tehdyn tuotantopotentiaalin arvioinnin pohjalta kartoituksen alue rajattiin ELY-keskuksittain. Rajaukseen kuuluu Uudenmaan (UUD), Kaakkois-Suomen (KAS), Satakunnan (SAT), Varsinais-Suomen (VAR), Hämeen (HÄM), Pirkanmaan (PIR), Etelä-Pohjanmaan (EPO) ja Pohjanmaan (POH) ELY-keskukset. Ahvenanmaa jää pois tarkastelusta, sillä se muodostaa oman sähköverkkonsa ja ostaa suurimman osan sähköstään Ruotsista. Tarkasteluun valittu aluerajaus on esitetty kuvassa 27.



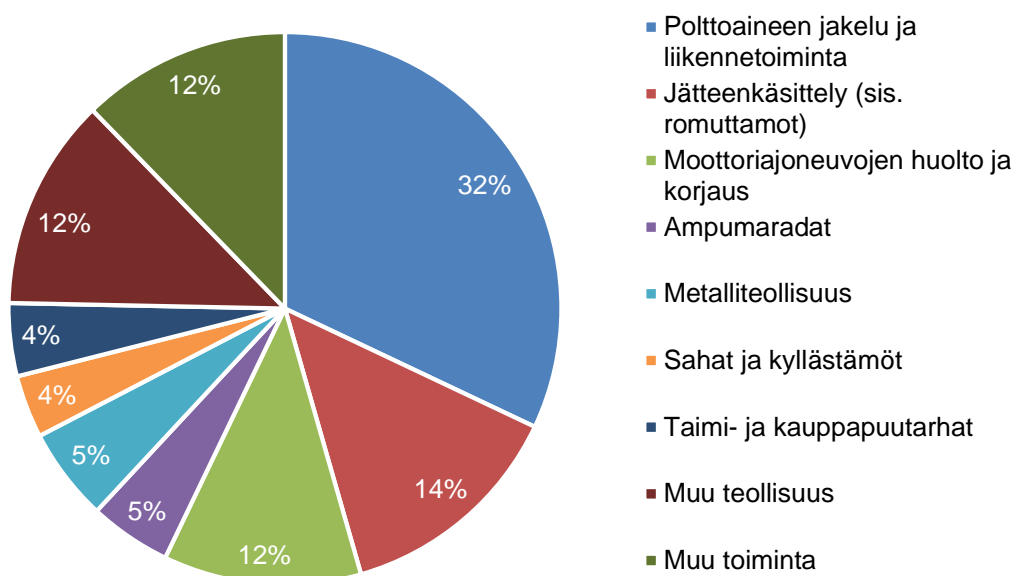
Kuva 27. Tarkasteluun valitut ELY-keskukset saastuneiden maiden kartoituksessa.

MATTI-tietokantaan on kerätty kohteita vaihtelevalla tarkkuudella ja siksi tietokannan tueksi tarvitaan vahvistettuja kuntatilastoja. Vuonna 2013 valitulla alueella oli 66 % kaikista MATTI-tietokannan kohteista. Saastuneet kohteet ovat selvästi painottuneet väestötiheyden mukaisesti rannikolle sekä Etelä-Suomeen suurten asutuskeskusten läheisyyteen. Eniten kohteita oli Uudenmaan, Varsinais-Suomen ja Satakunnan ELY-keskuksissa. Kohteiden jakautuminen ELY-keskuksiin on esitetty kuvassa 28. Suurin osa tietokannan kohteista ei sovellu aurinkosähkön tuotantoon pienen pinta-alansa takia.



Kuva 28. Pilaantuneet maa-alueet maakunnittain MATTI-tietojärjestelmässä helmikuussa 2013. Vihreät alueet kuuluvat opinnäytetyön tarkasteluun. Värejä muokattu alkuperäisestä kuvasta [32, s. 9].

Vuonna 2013 polttoaineen jakelu ja liikennetoiminta sekä jätteenkäsittely muodostivat suurimmat osuudet kohteista, mutta nämä osuudet eivät kuvasta hyvin alueiden potentiaalia. Esimerkiksi vanhoja huoltoasemia on kirjattu paljon tietokantaan, mutta ne eivät sovellu aurinkosähkölle pienen pinta-alansa takia. Suurin osa jätteenkäsittelyn kohteiden osuudesta on pieniä metsittyneitä yhdyskuntakaatopaikkoja. Teollisuuden saastuneita maa-alueita on määrällisesti vähän, mutta pääsääntöisesti kohteet ovat laajoja.

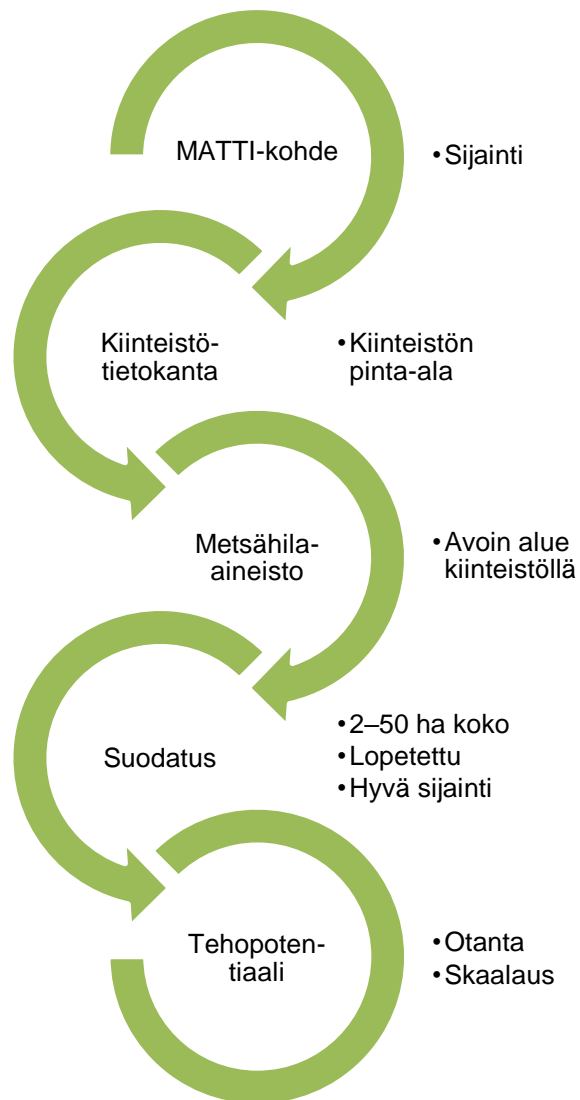


Kuva 29. MATTI-tietokantaan kirjattujen kohteiden osuus toimialoittain vuonna 2013.

MATTI-tietokannan kohdetiedot eivät sisällä pinta-aloja ja siksi aurinkovoimapotentialin kannalta kohteiden lukumäärällinen jakauma ei kuvasta potentiaalia erityisen hyvin. Tietokantaan kirjattujen kohteiden osuus toimialoittain on esitetty kuvassa 29.

5.2 Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentiali

Jokaiseen tarkastelussa olevaan ELY-keskukseen sekä Pohjois-Pohjanmaan ELY-keskukseen oltiin yhteydessä. Pohjois-Pohjanmaan ja Varsinais-Suomen ELY-keskukset luovuttivat tiedot kaikista MATTI-tietokannan kohteistaan sisältäen myös Satakunnan alueen ja Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus toimitti kaikki MATTI-tietokannan lopetetut kohteensa. Yhteensä kohteita oli 5 575, joista lopetettujen osuus oli 3 473. MATTI-tietokannan kohteista 75 % on lopetettuja, joten otanta vastaa 17 % kaikista kirjatusta kohteista. Suomen ympäristökeskus jakoi kaivos- ja kaatopaikkatilastot koko Suomesta kunnittain. Kuntatilastojen kohteet sisälsivät yhdyskuntakaatopaikkoja, teollisuuskaatopaikkoja, kaivosalueita, kaivannaisjätedirektiivin mukaisia jätealueita sekä muita kaivannaisjätealueita.

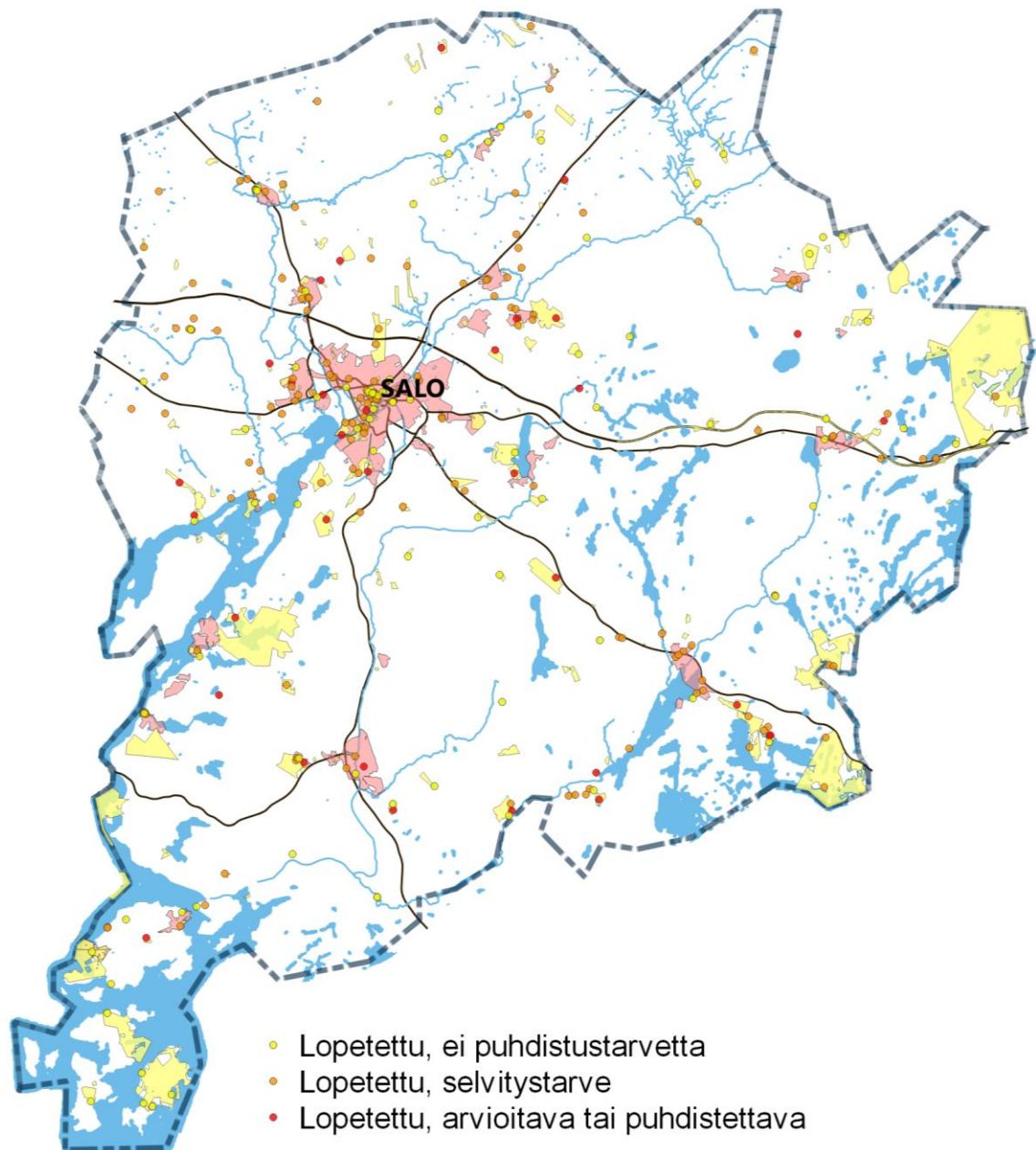


Kuva 30. Tehopotentialin määrittely MATTI-tietokannan kohteista.

Kolmen ELY-keskuksen alueen MATTI-tietokannan kohteiden pohjalta tehtiin kartta-analyysi QGIS-ohjelmalla. MATTI-tietokannan kohteet luokiteltiin muun muassa sijainnin, lajin ja tilan mukaan. Kuvassa 30 on esitetty MATTI-tietokannan kohteiden tehopotentialin selvitysprosessi. Kartta-analyysin menetelmiä on tarkennettu liitteessä 4.

MATTI-tietokannan lopetettujen kohteiden alla olevista kiinteistöistä 13 % oli 5–50 hehtaarin kokoisia. Yli 50 hehtaarin kiinteistöjen kohdalla kyse on lähes aina Metsähallituksen maasta, josta vain pieni osa on saastunut. Suurten kiinteistöjen tilastoja

huonosi myös se, että suurimmat kiinteistöt sisälsivät vesistöjä, jotka eivät sovellu aurinkosähkön tuotantopaikaksi. Alle viiden hehtaarin kiinteistöt rajattiin pois, sillä niille ei mahdu rakentamaan yhteiskunnan kannalta merkittäviä aurinkovoimaloita.



Kuva 31. MATTI-tietokannan kohteet Salossa. Punainen rasteri kuvaa asemakaava-aluetta ja keltainen MATTI-kohteiden kiinteistöjä.

Kaikki 5 575 MATTI-tietokannan kohdetta vietiin koordinaattien avulla QGIS-ohjelmaan. Koordinaattien perustella määritettiin pisteen alla oleva kiinteistön tiedot Maanmittauslaitoksen kiinteistörajojen tietokannasta. Oikean kiinteistön selvityksen jälkeen koko kiinteistön pinta-alasta tuli määrittää avoin aurinkosähkölle kelpaava pinta-ala. Aurinkosähkölle hyvä pinta-ala tulkittiin avoimen metsätiedon rajapinnasta. Otannan pinta-ala oli yhteensä 125 km², jolle mahtuisi 7,5 GW_p aurinkovoimaa. Realistisesti vain osa kiinteistöistä on riittävän avoimia aurinkovoimalle ja usein vain osa kiinteistön pinta-alasta on saastunut.

Hila-aineiston pohjalta tehdyn arvion mukaan aurinkovoimalle hyvää pinta-alaa olisi kiinteistöillä noin 15 %. Kaikkien MATTI-tietokannasta saatujen tietojen otanta oli 17 %, joten koko potentiaali MATTI-tietokannan saastuneilla mailla on 6,6 GW_p. Hila-aineiston pohjalta on mahdoton sanoa, miten suuri osa suodatetusta pinta-alasta on ollut samalla kiinteistöllä olevaa muuta avointa aluetta. Tällainen avoin alue voi olla esimerkiksi viljeltyä peltoa, joka ei ole saastunut.

Salon kaikki 513 MATTI-kohdetta käytiin läpi manuaalisesti hyödyntäen karttapalveluluita ja ilmakuvia. Selvityksen mukaan 3,84 % pinta-alasta on hyödynnettävissä aurinkovoimalle. Mikäli osuus skaalattaisiin koko Suomeen, olisi MATTI-tietokannan kohteiden tehopotentiaali 1,7 GW_p. Salon MATTI-tietokannan kohteet on esitetty lajiteltuna kuvassa 31.

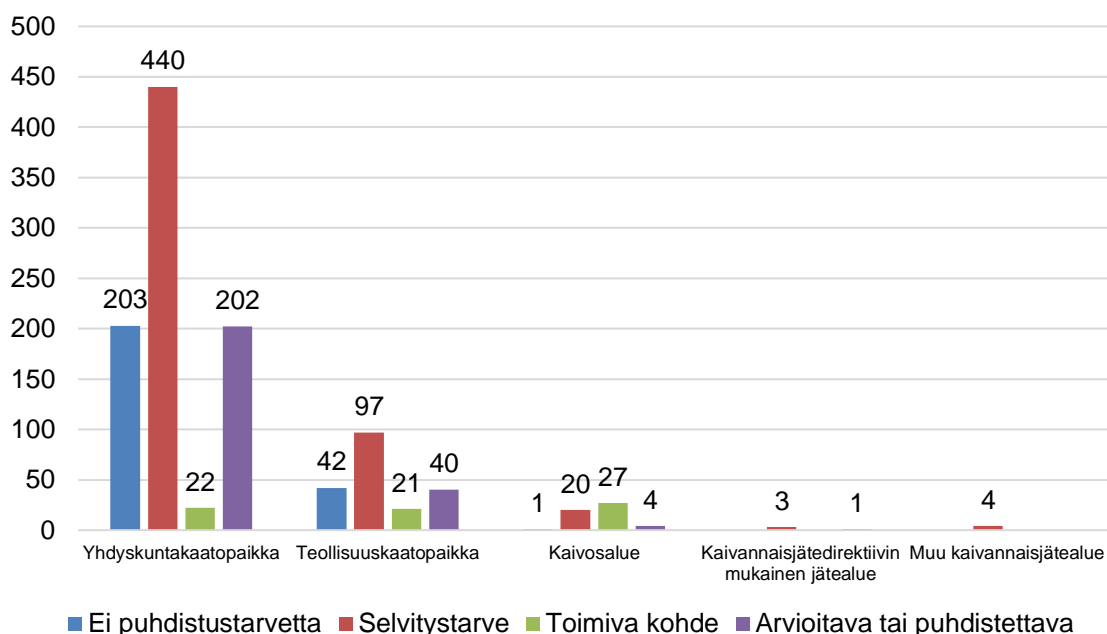
Tarkastelussa olleista lopetetuista kohteista 43 % sijaitsee asemakaava-alueella [33] ja keskimäärin kohteen etäisyys asemakaava-alueelle on 2,4 kilometriä. Suomessa asemakaava-alueen sähköverkko on yleensä säävarmaa kaapeliverkkoa. Sähkön toimitus on asemakaava-alueella näin huomattavasti luotettavampaa kuin asemakaavan ulkopuolisella alueella. Taulukossa 6 on esitetty kohteiden lukumäärä ja etäisyys asemakaava-alueesta ELY-keskuksittain ja maaperän tilan perusteella.

Taulukko 6. Saastuneiden maiden keskimääräinen etäisyys asemakaava-alueelle ja lukumäärä tilan perusteella luokiteltuna.

Etäisyys	Ei puhdistustarvetta	Selvitystarve	Arvioitava tai puhdistettava
EPO	2,1 km	3,4 km	2,6 km
POP	1,3 km	2,4 km	4,4 km
VAR	1,8 km	1,4 km	1,7 km

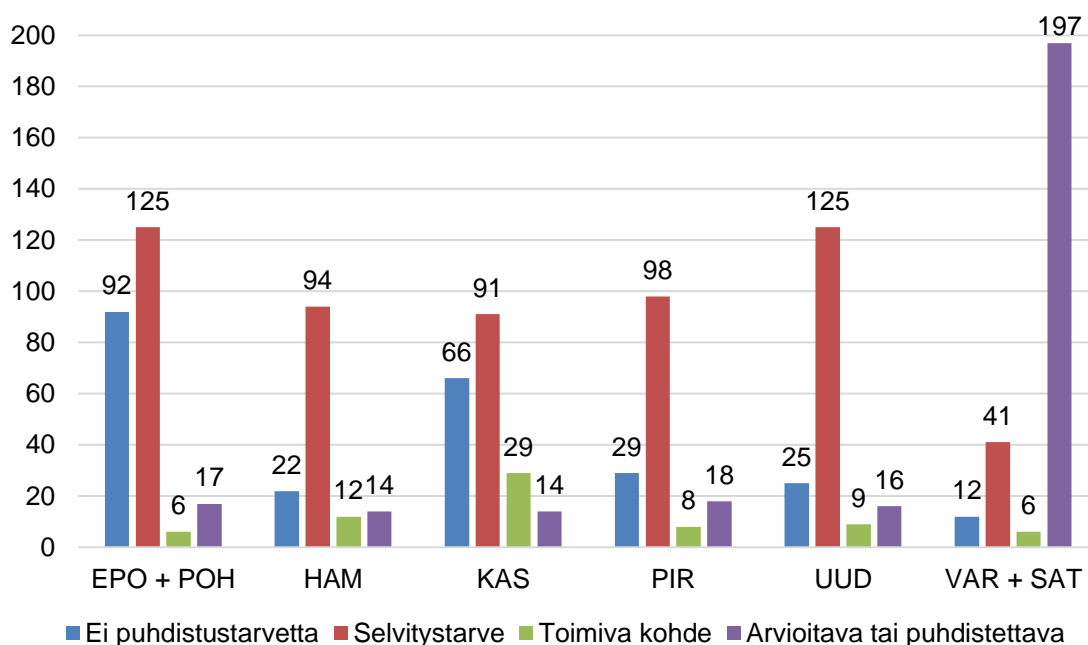
Asemakaava-alueella			
EPO	259 kpl	196 kpl	30 kpl
POP	31 kpl	36 kpl	6 kpl
VAR	241 kpl	593 kpl	100 kpl

75 % kaikista kuntatilastojen kohteista oli yhdyskuntakaatopaikkoja, 19 % teollisuuskaatopaikkoja ja 5 % prosenttia kaivosalueita. Muut luokat muodostivat yhdessä alle prosentin osuuden kohteista. Hypoteettisesti suurin potentiaali tulee alueista, jotka on todettu pilaantumattomiksi tai niiden tila on kunnostettu hyväksyttävälle tasolle. Kaivosalueiden oletetaan olevan keskimäärin laajempia kuin yhdyskuntakaatopaikkojen. Ei puhdistustarvetta -kategoriaan on tilastoitu 203 yhdyskuntakaatopaikkaa, 42 teollisuuskaatopaikkaa ja yksi kaivosalue tarkasteltavalta alueelta. SYKE:n kuntatilastot on eritelty luokittelun perusteella kuvassa 32 ja maantieteellisesti jaoteltuna kuvassa 33.



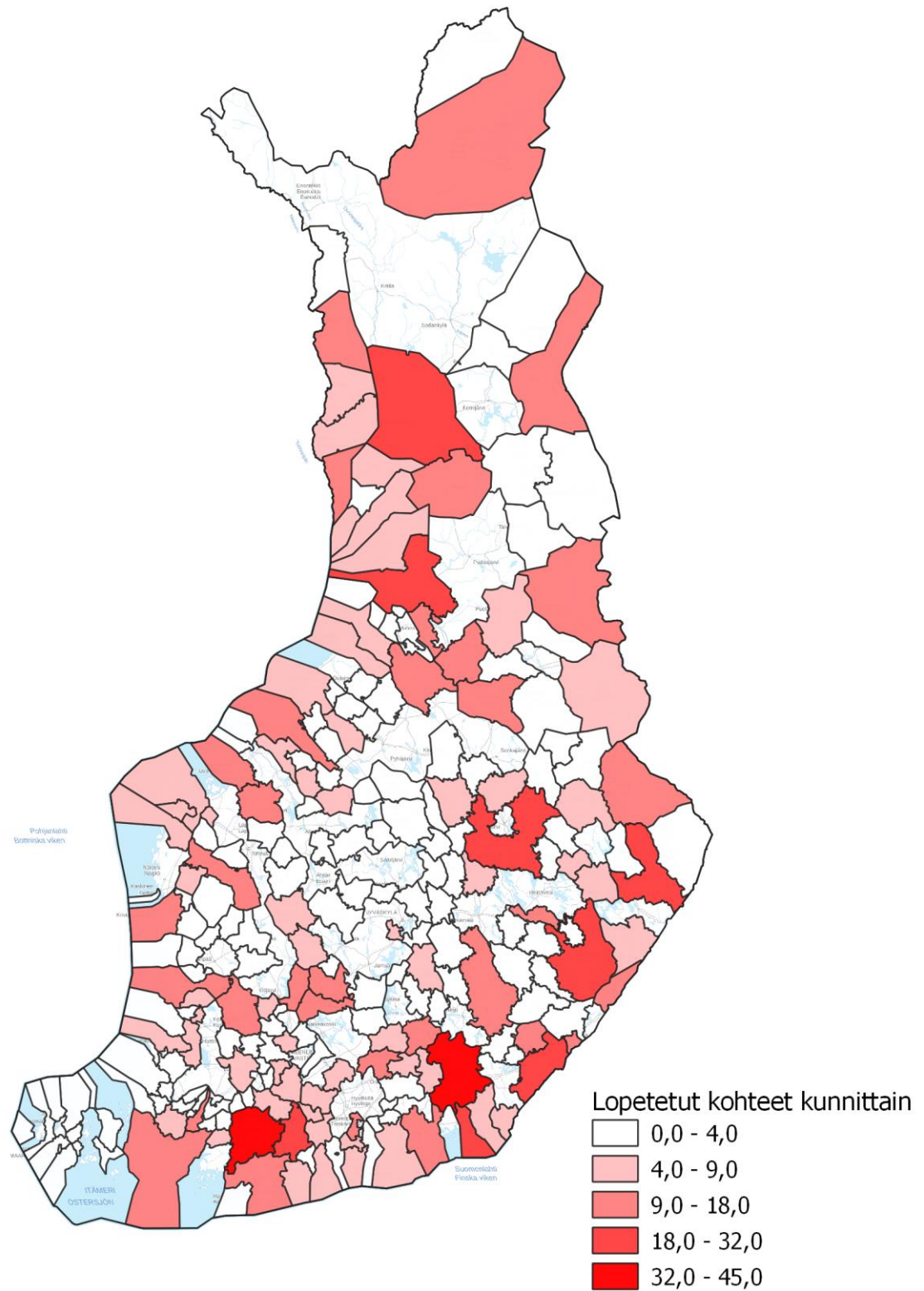
Kuva 32. SYKE:n kuntatilastot MATTI-tietokannan luokittelun perusteella

Varsinais-Suomen ja Satakunnan ELY-keskukset ovat tehneet selvityksen [34] alueensa käytöstä poistetuista yhdyskuntajätteen kaatopaikoista ja niiden nykytilasta. Selvitys sisälsi 101 kaatopaikkaa, jotka ovat poistettu käytöstä, mutta ei ole luokiteltu ei puhdistustarvetta -kategoriaan. Yli viiden hehtaarin kokoisia kaatopaikkoja oli 11 % ja näiden yhteinen koko oli 105 hehtaaria. Mikäli kaikki nämä alueet pystyttäisiin täyttämään aurinkovoimalla, se vastaisi 63 MW_p tehoa. Keskimääräisen voimalan tehoksi tulisi tällöin 5,7 MW_p ja nykyisellä Suomen asennuskapasiteetilla vain yhdenkin hankkeen toteuttaminen nostaisi Suomen aurinkovoimakapasiteettia 2,2 %.



Kuva 33. Toimintansa lopettaneet saastuneet maat SYKE:n kuntatilastoista ELY-keskuksittain.

Mikäli Varsinais-Suomesta ja Satakunnasta saatuja tuloksia skaalaa kuntatilastoissa mainittuihin yhdyskuntajätteen kaatopaikkoihin, olisi niissä asennuspotentiaalia jopa 540 MW_p. Kuntatilastoista eroteltiin kaikki lopetetuiksi merkityt kohteet ja kuvassa 34 on esitetty lopetettujen kohteiden jakautuminen kunnittain. Eniten kohteita on Salossa ja Kouvolassa.

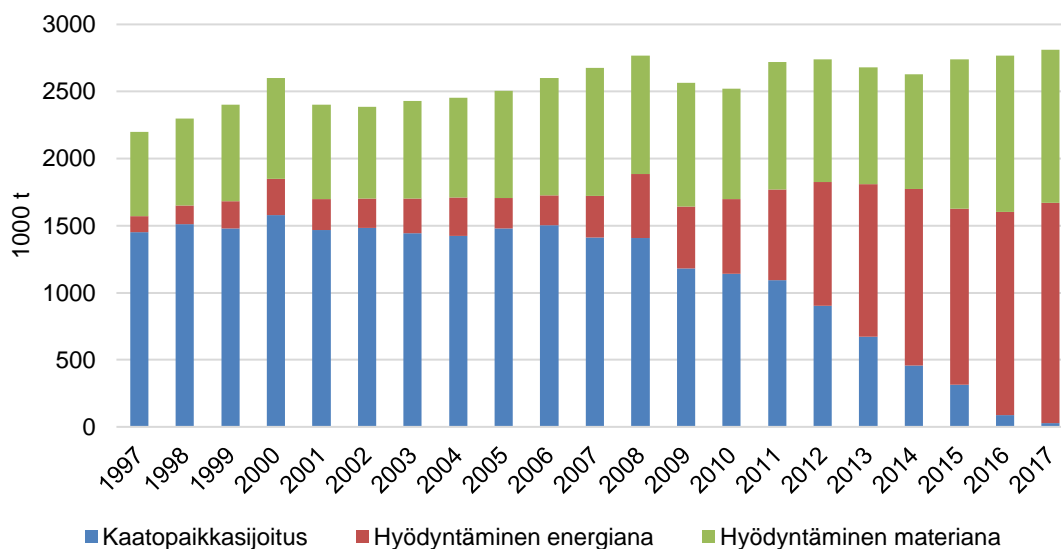


Kuva 34. Lopetettu-tilassa olevien kuntatilastojen kohteiden määrä kunnittain.

5.3 Lait ja määräykset saastuneille maille

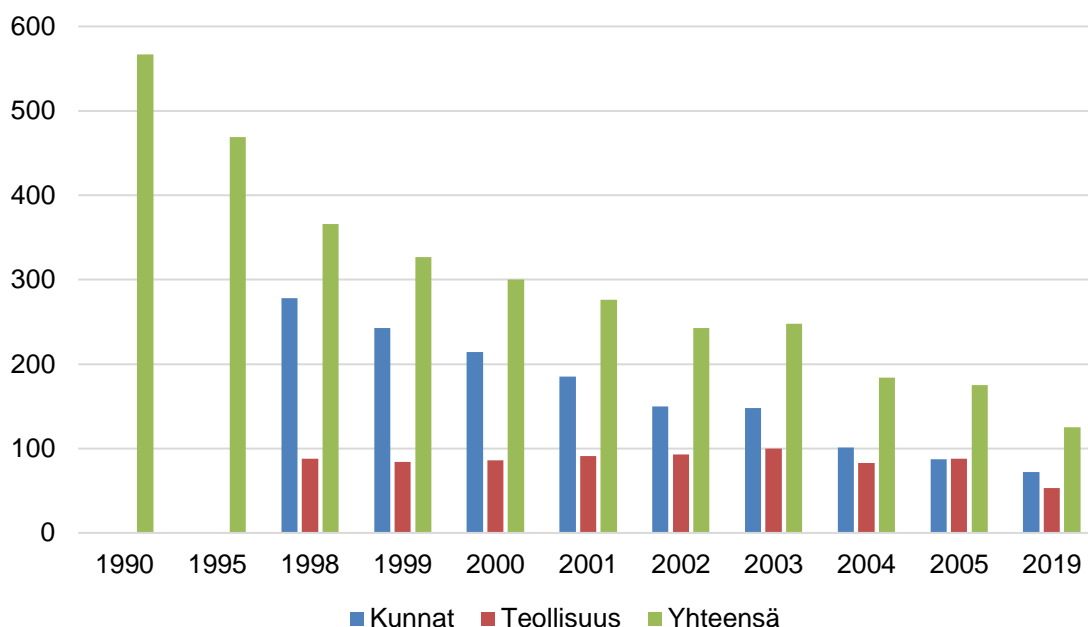
Pilaantuneen maan puhdistamisvastuu on lähtökohtaisesti saastuttajalla. Mikäli saastuttajaa ei saada vastaamaan teoistaan, myös alueen omistaja tai haltija ja kunnat voidaan velvoittaa kunnostamaan alue. Ympäristövahingot korvataan taloudellisesti haitasta kärsiville. Kiinteistökaupoissa entinen omistaja on selontekovelvollinen haitoista ympäristönsuojelulain mukaisesti [35].

Viimeisen kahdenkymmenen vuoden aikana jätteen kokonaismäärä tai jätteiden hyödyntäminen materiaana ei ole muuttunut merkittävästi, mutta jätteen kaatopaikkasijoittaminen on loppunut lähes kokonaan. Suomen yhdyskuntajätteiden määrä on esitelty käsittelytavoittain kuvassa 35. Vuosien 2007–2017 aikana kaatopaikkasijoittaminen on vähentynyt 98 %. Muutos johtuu siitä, että orgaanisen jätteen vieminen kaatopaikoille kiellettiin kaatopaikka-asetuksella vuonna 2013 [36]. Lain tarkoitus on vähentää jätehuollon haittoja ja ohjata jätteet hyödynnettäväksi materiaana tai energiana. Muutoksen takia uusia kaatopaikkoja ei perusteta ja kaatopaikkoja korvaamaan on rakennettu jätteenpolttolaitoksia. Pakkausjäteasetus tuli voimaan vuonna 2016 ja pakotti kaikki merkittävät taajamat järjestämään pakkausjätteille kierrätysmahdollisuuden [37]. Vuonna 2017 enää alle yksi prosentti yhdyskuntajätteistä vietiin kaatopaikoille. On ilmeistä, että pitkällä aikavälillä suurin osa kaatopaikoista tullaan sulkemaan tarpeettomina.



Kuva 35. Yhdyskuntajätteet Suomessa käsittelytavoittain 1997-2017 [38].

SYKE on vuonna 2008 laatinut kaatopaikkojen sulkemista varten tarkoitetun Kaatopaikkojen käytöstä poistaminen ja jälkihoito -ohjeistuksen. Kaatopaikka-alueen puhdistustoimenpiteet määräytyvät sen mukaan, mikä lainsäädäntö on ollut voimassa kaatopaikan sulkemishetkellä. Viranomainen voi määrätä kaatopaikalle vain sulkemisajankohdan aikaisen lain mukaisia puhdistustoimenpiteitä. Kaikilla nykyisin toimivilla kaatopaikoilla on oltava ympäristönsuojelulain mukainen ympäristölupa, mutta aiemmin kaatopaikka saatettiin perustaa ilman viranomaisen lupamenettelyä [39, s. 15].



Kuva 36. Kaatopaikkojen määrä Suomessa vuosina 1990–2005 [39, s. 10]. Huomioi, että palkkien aikaväli ei ole tasajakoinen. Taulukon tietoja täydennetty.

Suomessa oli erilaisia kaatopaikkoja lähes 600 vuonna 1990. Kaatopaikkojen kokonaismäärä on laskenut 7,5 % vuosittain vuosien 1990–2005 välillä. Kaatopaikkojen määrä on kuvattu ajan funktiona kuvassa 36. Kaatopaikkojen määrän laskuun on vaikuttanut ennen kaikkea jätelakien muuttuneet vaatimukset kunnille. Teollisuuden kaatopaikkojen määrä on pysynyt tasaisena tarkasteluvälillä. Vuonna 2019 Suomessa oli edelleen 172 toiminnassa olevaa kaatopaikkaa. Yhdyskuntajätettä ei sijoiteta enää kaatopaikoille ilman poikkeuslupaa.

Kaivoslain tarkoitus on edistää yhteiskunnallisesti, taloudellisesti ja ekologisesti kestäväää kaivostoimintaa. Suomen kaivoslakia on kritisoitu liian vähäisestä saastuttamisen ympäristövastuusta. Ympäristövastuujärjestelmän tehtävä olisi varmistaa alueen puhdistaminen myös kaivosyhtiöiden ollessa maksukyvyttömiä. Useissa tapauksissa konkurssiin ajautuneet yritykset ovat siirtäneet puhdistusvastuun kunnille tai valtiolle [40]. Vuoden 2019 hallitusohjelmaan kirjattiin mahdollisen kaivosveron ja kaivosoikeuksien myyntivoittojen verotuksen selvittäminen sekä kaivosten ympäristönsuojelun parantaminen monin eri keinoin [41, s. 25, 43]. Kaivosteollisuuden kaatopaikat ja läjitysalueet ovat usein laajoja ja voivat soveltua aurinkosähkön tuotantopaikoiksi.

6 Aurinkovoimalahankkeen toteuttaminen

6.1 Verkkoaurinkovoimalan kytkeminen verkkoon

Verkkovoimaloissa käytetään joko paneeliketjuinverttereitä tai keskusinverttereitä. Mikäli saastuneella maalla on harjoitettu sähköintensiivistä teollisuutta kuten kaivostoimintaa tai jätteenkäsittelyä, on mahdollista, että vanha sähköliityntä riittää aurinkovoimalan liittämiseksi verkkoon. Verkkovoimalan kytkemiseksi aurinkosähköjärjestelmä tarvitsee liityntäpisteen keski- tai suurjänniteverkkoon.

Energiateollisuus suosittelee vanhassa ohjeistuksessaan yli 10 MVA laitosten kytkemistä 110 kV verkkoon, mutta kustannustehokkaasti 2–15 MVA laitokset voitaisiin kytkeä 20 kV:n sähköasemaan. 110 kV:n verkkoon liittyminen on kalliimpaa johtuen liittymismaksusta ja kalliista kytkinlaitteistosta [42, s. 10]. Tällä hetkellä uutta yli 100 kVA:n laitteistoja koskevaa Energiateollisuuden ohjeistusta ei ole saatavilla, sillä sitä päivitetään paraikaa. Vireillä oleva ohjeistus kattaisi lähinnä 0,1–1 MVA:n laitteistoja. Kaikkia reilusti suurempia laitteistoja tulisi aina käsitellä tapauskohtaisesti ja yleispäteviä ohjeita on vaikea laatia [43].

Kantaverkkoon liitettävien järjestelmien tulee täyttää Fingridin asettamat voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV). Vaatimukset varmistavat häiriöttömyyden ja toimintavarmuuden verkon eri tilanteissa. Vaatimusten täytyminen on asiakkaan vastuulla [44, s. 9]. Taulukossa 7 on esitetty Fingridin voimalaitostyypit A–D.

Taulukko 7. Voimalaitostyypit luokiteltuna jännitetason ja liityntätehon perusteella VJV 2018 -dokumentissa [44, s. 9].

Tyypiluokka	Jännitetaso	Ehto	Voimalaitoksen mitoitusteho P_{\max}
A	< 110 kV	ja	$0,8 \text{ kW} \leq P_{\max}$
B	< 110 kV	ja	$1 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$
C	< 110 kV	ja	$10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 30 \text{ MW}$
D	$\geq 110 \text{ kV}$	tai	$P_{\max} \geq 30 \text{ MW}$

Voimalaitokset on jaoteltu tyyppiluokkiin A–D niiden ominaisuuksien perusteella. Vaatimukset ovat kevyimmät luokalle A ja raskaimmat luokalle D. Kaikki 110 kV:n

verkkoon kytkettävät aurinkovoimalat ovat tyyppiluokkaa D, mutta keskijänniteverkkoon kytkettävät voimalat voivat olla luokkaa B tai C.

Aurinkovoimalan keskuksen mitoittamisessa käytetään invertterien maksimivirtaa. Aurinkovoimalan invertterit mitoitetaan pääsääntöisesti siten, että paneelien tasavirtateho on 10–25 % suurempi kuin invertterin nimellinen teho. Invertteri ei syötä verkkoon nimellistä tehoaan enempää, mutta ylimitoituksen ansiosta aurinkopaneelit saavat invertterin toimimaan useammin optimaalisella tehoalueella ja vuotuinen energian tuotanto on suurempi.

6.2 Ympäristövaikutusten arviointi

Ympäristövaikutusten arvioinnin (YVA) tarkoitus on parantaa tietoisuutta hankkeiden ympäristövaikutuksista eri viiteryhmillä. Hyvä YVA aloitetaan jo hankkeen suunnitteluvaiheessa, jolloin kaikki osapuolet pääsevät osallistumaan keskusteluun ja vaikuttamiseen. Joissain tapauksissa YVA tehdään vasta suunnitteluvaiheen lopussa tiedottamaan tulevasta hankkeesta ja varautumaan ympäristössä tuleviin muutoksiin. Vuonna 2017 uudistettu YVA-lainsäädäntö määrittelee projektit, joihin YVA on tehtävä [45]. Saastuneiden maiden YVA:ssa oleellista on tutkia sitä, miten erilaiset jätteet vaikuttavat alueen ympäristöön ja millainen vaikutus aurinkovoimalalla on ympäristöön eri tavoin.

Aurinkovoiman tapauksessa tärkein näkökulma on se, miten aurinkovoiman vaikutukset ympäristöön vertautuvat suhteessa muihin sähköntuotantotapoihin. Aurinkovoima vähentää Suomessa sähköntuotannosta johtuvia kasvihuonepäästöjä ja riippuvuutta fossiilisiin polttoaineisiin. Aurinkovoima ei tuota lähipäästöjä tuotantovaiheessa. Aurinkovoiman kasvihuonepäästöt syntyvät laitteiston valmistus- ja kierrätysvaiheessa. Aurinkopaneelien ympäristöystävällisyyttä on kritisoitu suuresta materiaaalintarpeeseen suhteessa elinkaaren aikana tuotettuun energiaan. Tavallisen aurinkopaneelin elinkaaren päästöjä on tutkittu Keski-Euroopan säteilymäärillä ja ne ovat 35 grammaa tuotettua kilowattia sähköä kohden. Tämän alle pääsevät vain ydinvoima (8 g/kWh) ja tuulivoima (11 g/kWh) [46]. Suomessa aurinkovoiman päästöjä kuvaava arvo on karkeasti puolet suurempi.

Saastuneen alueen jätteet saattavat rehevöittää lähialueen vesiä levitessään ja hajoava jäte vapauttaa ilmakehään kasvihuonekaasuja. Eliöiden elinmahdollisuudet alueella saattavat vaikeutua tai poistua kokonaan hyvin voimakkaasti saastuneella maalla. Laajan aurinkovoimalan sijoittaminen maalle jakaa lajien elinpaikkoja, mutta esimerkiksi kaatopaikan päälle asennettava aurinkovoimala ei merkittävästi muuta alueen eliöiden elinoloja. Maisemoitujen kaatopaikkojen asennuksissa tulee ottaa huomioon, että maisemoinnin yhteydessä maan pinnan alle on rakennettu usein tiivistekerros ja aurinkovoimalan perustaminen vaikuttaa vedenkiertoon alueella. Tiivistekerroksen tehtävä on huolehtia siitä, ettei mätänemisestä johtuvat kaasut vapaudu ilmakehään, vaan ne voidaan johtaa putkea pitkin hyödynnettäviksi. Kaatopaikoilla ja läjitysalueilla tulee myös ottaa huomioon, että maa saattaa painua voimalan alla ja siirtää voimalaa.

Toinen näkökulma on se, että miten aurinkovoiman sijoittaminen saastuneille maille on parempi tai huonompi vaihtoehto kuin muualle sijoitettava aurinkovoima. Ensisijaisesti aurinkovoimaa tulisi asentaa sellaisille maille, joilla ei ole muuta käyttötarkoitusta tai hyödyntämiskeinoa, sillä se mahdollistaa alueiden tehokkaamman ja tarkoituksenmukaisemman käytön. Saastuneella maalla aurinkovoimala ei ole esimerkiksi asutuksen tiellä. Tästä huolimatta saastuneet maat ovat usein asutuksen lähellä, mikä helpottaa energian siirtämisen kulutuskohteelle.

Aurinkovoiman sijoittaminen sähkön kuluttavan kiinteistön katoille tai maahan on nykyisin huomattavasti verkkovoimalaa suositumpi vaihtoehto maailmalla. Sen hyötyinä ovat erityisesti taloudellinen kannattavuus ja se, että katoilla ei usein ole muuta käyttötarkoitusta. Katto remontin sattuessa aurinkovoimalan siirtäminen on kallista, mutta uudella katolla riski on melko pieni.

Aurinkopaneeli varjostaa aluetta ja hidastaa kasvien kasvamista hieman. Aurinkopaneelien teho laskee heti, kun jokin alkaa varjostamaan sitä ja runsaat kasvustot saatetaan joutua niittämään pois paneelien edestä. Maisemoitujen kaatopaikkojen tapauksessa kasvien ei tulisi antaa juurtua tiivistekerroksen läpi.

Monet saastuneet maat on asetettu tarkkailun alle niiden tilan seuraamiseksi. Aurinkovoimala saattaisi helpottaa epäkohtien havainnointia, sillä alueella olisi enemmän valvontaa ja käyntejä.

6.3 Hyvän alueen ominaisuuksia verkkovoimalalle

Kasvillisuus on merkittävässä roolissa aurinkovoimalan sijoituspaikkaa suunniteltaessa. Aurinkovoimalan tieltä ei tulisi missään tapauksessa hakata elinvoimaista metsää tai peltoa, vaan asennuspaikan tulisi olla mahdollisimman vähäkasvustoinen jo valmiiksi. Esimerkki vähäkasvustoisesta paikasta voisi olla kaivosteollisuuden vanhat saastuneet läjitysalueet.

Paras maaperä aurinkovoimalalle on sellainen, joka tekee aurinkovoimalan asennuksesta halvan ja kestävän. Maanmuokkaamisen tai alueen raivaamisen kustannukset saattavat tehdä aurinkovoimalasta kannattamattoman. Erinomaisia pohjia aurinkovoimaloille ovat esimerkiksi hiekkaharjut tai hiekka- ja asfalttikentät.

Asennuspaikan arvo ei saisi olla rahallisesti kovin suuri. Kalliit kiinteistöt sijoittuvat pääsääntöisesti suuriin taajamiin ja teollisuus taajamien laiduille. Aurinkovoimala on myös mahdollista sijoittaa niin sanotulle hukkamaalle, jonka käyttöä jokin muu toiminto rajoittaa. Esimerkiksi tuulivoimaloiden ympärillä on suoja-alueita, joiden käyttö on rajoitettua.

Aurinkovoimalan kannalta olisi eduksi, jos kiinteistöltä löytyy valmiiksi riittävän kokoinen keski- tai suurjänniteliittymä, jolla voimala voidaan kytkeä verkkoon. Kiinteistön etäisyys lähimpään mahdolliseen liityntäpisteeseen määrittää verkkoon liittämisen hinnan, mikäli valmista liittymää ei ole.

7 Yhteenveto

Suomessa aurinkosähkön tuotantopotentiaali riippuu voimakkaasti voimalan sijainnista. Suomen säteilyn kannalta huonoimmalla alueella tuotantoa on jopa 40 % vähemmän kuin optimisijainnilla ja näin voimala voisi tuottaa paremmin sijoitettuna 67 % enemmän arvoa omistajalleen. Optimaalinen asennuskulma ja paneelikenttien riviväli riippuu sijainnin leveyspiiristä, mutta Suomessa kenttiä ei kannata levittää täyteen potentiaaliinsa.

PVGIS tarjoaa kaikki tarvittavat säätiedot lumensyvyystietoja lukuun ottamatta aurinkosähköpotentiaalin selvittämiseksi. Lumenaikainen potentiaali on asennuskulmasta riippuen noin 15–20 % vuoden kokonaistuotannosta. Suurella asennuskulmalla talven tuotanto korostuu ja pienellä asennuskulmalla kesän tuotanto korostuu. Säteilytietokantojen (PVGIS-SARAH ja PVGIS-ERA5) lukemat olivat säteily- ja tuotantolukemavertailussa melko tarkkoja, mutta aurinkotuntien jakautuminen vuodelle oli erilainen. Talvikauden aurinkotunnit ovat poikkeuksetta alijäämäisiä ja yleensä kesällä aurinkotunteja tuotettiin enemmän kuin tietokanta antoi olettaa. SAM-ohjelmassa tehtyjen simulointien perusteella Suomessa lumihäviöiden osuus on 1–16 % vuoden tuotannosta. Suurimmat lumihäviöt ajoittuvat loppukevääseen, kun säteily on melko suurta, mutta lumen määrä maassa on vielä merkittävä. Simuloidut lumihäviöt ovat pääsääntöisesti hieman suurempia kuin säteilytietokantoihin ja todellisiin tuotantolukemiin pohjautuvat tulokset.

Suomessa on joka hetki keskimäärin 2,3 GW:n sähkön tasevajausta ja sitä paikataan ostamalla tuontisähköä ulkomailta. Kesäpäivisin tasevajausta on vähintään 1 GW ja keskimäärin 1,9 GW. Optimaalisen aurinkovoimatehon määrittää Suomessa olevan säätövoiman määrä, joka mahdollistaa kulutuksen ja tuotannon siirtämistä toiselle hetkelle. Aurinkosähkön tuottaminen vähentäisi päivisin ostettavan tuontisähkön määrää. Tuontisähkön minimoimiseksi optimaalinen asennusteho olisi 5 GW_p ilman tehoreserviä, ja yhden tunnin tehoreservillä tehoa voitaisiin kasvattaa 11 GW_p:iin. Laskennallisten säästöjen suuruus valtiolle on tällöin 135–243 miljoonaa euroa. Muiden arvioiden mukaan Suomeen tarvitaan 4–30 GW_p aurinkovoimaa. Suuri uusiutuvien energiamuotojen määrä verkossa vaikeuttaa tehon säätämistä ja tekee ylös- ja alassäätöjen tarpeesta vaikeaa ennustaa.

Päästöjä on pakko vähentää ja uusiutuvan tuotantoa tarvitaan lisää, mikäli asetetut päästöjä vähennystavoitteet halutaan saavuttaa. Suomi tarvitsee ennen kaikkea tuulivoimaa sen sopivamman tuotantoprofiilin ja paremman kannattavuuden vuoksi, mutta aurinkovoima tasoittaa tuotantoa sopivassa suhteessa asennettuna. Aurinkovoimaa tarvitaan ennen kaikkea tuottamaan uusiutuvaa kesällä, kun tuulta on vähemmän. Sopiva määrä aurinkovoimaa nykyisellä Suomen sähkönkulutusprofiililla on 40 % tuulivoiman nimellistehosta ja sen osuus kasvaa säätövoiman määrän lisääntyessä.

Aurinkopaneelien hinnat ovat laskeneet erittäin paljon viimeisen vuosikymmenen aikana ja aurinkopaneelien kustannus aurinkovoimalan kokonaishinnasta on enää vain kolmannes. Keskimäärin vuosina 2013–2018 sähkön hinta on noussut vuosittain tunnista riippuen 4–7 %. Teollisuuden siirtohinnat ovat nousseet viimeisen kymmenen vuoden aikana keskimäärin 3,6 % vuosittain. Sähköveron suuruus on kolminkertaistunut samassa ajassa molemmissa veroluokissa. Päästökauppa saattaa olla tulevaisuudessa merkittävä sähköntuotannon kilpailukyvyn määrittäjä. Vuosina 2009–2019 hiilitonnin päästöoikeuden hinta on noussut keskimäärin 6,5 %.

Suomessa uusiutuvan energian investoinneille voidaan myöntää 20 %:n investointituki ja muita uusiutuvan energian investointihankkeita tuetaan 10–30 %. TEM tukee yli miljoonan euron hankkeita ja pienemmät investointituet myöntää Business Finland. Investointituen määrä on laskenut ja nykyisellä kehityksellä selkeä trendi on investointituen poistuminen lähitulevaisuudessa. Investointituen myöntäminen on valtiolle huomattavasti tehotariffeja tehokkaampi tapa tukea uuden uusiutuvan sähköntuotantokapasiteetin rakentamista.

Aurinkovoimalan tuotanto muuttuu sähköverolliseksi, kun sen vuosittainen määrä ylittää 800 MW:n rajan. Sähkövero on kohtuuttoman suuri verkkoaurinkovoimalalla, joka ylittää sähköverorajan. Verkkoaurinkovoimalat tulisi liittää investointituen piiriin, sillä suuret aurinkovoimalat saavat halvempaa rahoitusta ja vähentävät enemmän päästöjä. Verkkoaurinkovoimalan kannattavuus on huomattavasti huonompi kuin kiinteistösähköjärjestelmien rinnalle kytkettävien aurinkovoimaloiden, sillä kiinteistöllä tuotetusta energiasta ei tarvitse maksaa siirtomaksuja. Suomessa aurinkosähkön LCOE-hinta vaihtelee välillä 62,5–95,0 €/MWh ilman investointitukea, mutta sijoittajan näkökulmasta 20 %:n investointituki laskisi LCOE:n 51,0–77,0 €/MWh tasolle. Sähköntuotannon kannattavuusanalyysi tulisi tehdä aina ilman investointitukea tai siirtomaksujen ja verojen tukea, sillä ne ovat kaikki valtion tukimekanismeja, eikä laskelmat enää perustuisi tekniikan todelliseen kilpailukykyyn.

Aurinkovoima tulisi rakentaa sinne, missä siitä on eniten hyötyä tai vähiten haittaa. Asennuspaikan ei ole pakko olla saastunut. Esimerkiksi rakennusten katot ovat ekologisesti arvottomia, eli niiden hyödyntämistä aurinkosähkön tuotantopaikkoina tulisi jatkaa tulevaisuudessakin. Saastuneiden maiden käyttöä aurinkovoimalle tulisi harkita

myös kustannusten pohjalta, jotka syntyvät, kun hyvää maata käytetään aurinkovoimalle.

Suomessa on paljon vuosikymmenten mittaan saastuneita maa-alueita, jotka eivät sovellu uudelle infrastruktuurille tai hiilensidontaan. Tällaisen maiden määrä on jyrkässä laskussa ympäristölainsäädännön muuttumisesta johtuen, mutta osa jo saastuneista maista on vailla käyttötarkoitusta. Maaperän tilan tietojärjestelmässä on 27 000 kohdetta, jotka ovat tai ovat olleet saastuneita. Työssä selvitettiin kiinteistöjen aurinkosähköön hyödynnettäviä pinta-aloja kiinteistörajojen ja metsähila-aineiston perusteella. Hila-aineiston pohjalta tehdyn arvion mukaan aurinkovoimalle hyvää pinta-alaa olisi MATTI-kiinteistöillä noin 15 % ja Salosta tehdyn kartta-analyysin perusteella aurinkosähkölle käyttökelpoista pinta-alaa oli 3,84 %. MATTI-tietokannassa olevien Suomen saastuneiden maiden aurinkovoimapotentiaali on tällöin 1,7–6,6 GW_p. Tulosten pohjalta on selvää, että menetelmä ei esimerkiksi osannut erottaa viljeltyjä peltoja muusta avoimesta maasta kiinteistöillä. Todellinen aurinkovoimaan kelpaava pinta-ala jäänee arvioiden väliin, mutta lähemmäs kartta-analyysin lukemaa.

MATTI-tietokanta ei sovellu erityisen hyvin aurinkovoimapotentiaalin selvittämiseen, mutta joitakin asioita voidaan päätellä sen tietojen pohjalta. Tietokannassa on paljon kohteita, joissa saastuneiden maiden osa on vaikea määrittää. Tietokannasta esimerkiksi puuttuu aurinkovoimalle potentiaalisia kohteita kuten lentokentät ja tuulivoimapuistot. Vuoden 2019 aikana käyttöön otettava YLVA-järjestelmä saattaa toimia MATTI-tietokantaa parempana tietolähteenä aurinkovoimahankkeille.

Suuri verkkoaurinkovoimala kytketään verkkoon 20 kV:n tai 110 kV:n jännitetasossa. Voimalan tulee täyttää Fingridin asettamat voimalan järjestelmätekniset vaatimukset. Suurien voimaloiden kytkentään ei ole yleistä ohjeistusta, vaan jokainen voimala käsitellään tapauskohtaisesti.

Ympäristövaikutusten arvioinnissa aurinkovoimalaa tulee verrata suhteessa muihin sähköntuotantotapoihin. Aurinkovoima vähentää Suomessa sähköntuotannosta johtuvia kasvihuonepäästöjä ja riippuvuutta fossiilisiin polttoaineisiin. Tuotantovaiheessa aurinkovoima ei tuota lähipäästöjä ja paneelien valmistus huomioon ottaen kokonaispäästöt ovat huomattavasti fossiilisia polttoaineita pienemmät.

Lähteet

- 1 Child, Michael. 2018. Transition towards long-term sustainability of the Finnish energy system. Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology. ISBN 978-952-335-272-8 (sähköinen). <<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-272-8>>.
- 2 Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa. 2019. Verkkoaineisto. Lappeenranta University of Technology. <https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa>. 27.2.2019. Luettu 30.9.2019.
- 3 Auringonsäteilyn määrä Suomessa. 2018. Motiva. Verkkoaineisto. <https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa>. Luettu 30.9.2019.
- 4 Karhu, Juha. 2018. Fuusio auringossa, säteilyn saapuminen maapallolle ja aurinkovoiman hyödyntäminen maailmanlaajuisesti. Esitysmateriaali. Ilmatieteen laitos, tutkija. Forus Oy:n kesäjuhlassa 23.8.2018.
- 5 Sopori, Bhushan & Basnyat, P. & Devayajanam, Srinivas & Shet, Sudhakar & Mehta, Vishal & Binns, Jeff & Appel, Jesse. 2012. Understanding Light-Induced Degradation of c-Si Solar Cells. Yhdysvallat: NREL. <doi:10.1109/PVSC.2012.6317798>.
- 6 Havaintojen lataus. 2019. Verkkoaineisto. Ilmatieteen laitos. <<https://ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus#!/>>. Luettu 18.4.2018.
- 7 PIKO Solar Portal. 2019. Verkkoaineisto. Kostal Solar Electric GmbH. <<https://www.piko-solar-portal.com/PlantShowGridPublic.aspx>>. Luettu 4.4.2019.
- 8 Freeman, Janine M., and Ryberg, David Severin. 2017. Integration, Validation, and Application of a PV Snow Coverage Model in SAM. Yhdysvallat: NREL. <doi:10.2172/1374128>.
- 9 System Advisor Model (SAM). 2019. Verkkoaineisto. NREL. <<https://sam.nrel.gov>>. Luettu 30.9.2019.
- 10 Soiling loss. 2019. Verkkoaineisto. PVSYST. <https://www.pvsyst.com/help/index.html?soiling_loss.htm>. Luettu 30.9.2019.
- 11 Kesäsään tilastoja. 2019. Verkkoaineisto. Ilmatieteen laitos. <<https://ilmatieteenlaitos.fi/kesatilastot>>. Luettu 30.9.2019.
- 12 Hae tietoaaineistoja. 2019. Verkkoaineisto. Fingrid. <<https://data.fingrid.fi/open-data-forms/search/fi/>>. Luettu 22.7.2019.

- 13 Energiavuosi 2018 – Sähkö. 2019. Verkkoaineisto. Energiategollisuus.
<https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2018_-_sahko.html>. Luettu 30.9.2019.
- 14 Huttunen, Riku. 2017. Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. ISBN: 978-952-327-190-6 (sähköinen). <<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-190-6>>.
- 15 Toimitusvarmuus. 2019. Energiavirasto.
<<https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>>. Luettu 30.9.2019.
- 16 Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat. 2019. Fingrid. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko-ja-saatokapasiteettimarkkinat/>>. Luettu 30.9.2019.
- 17 Historical Market Data. 2019. Verkkoaineisto. Nord Pool.
<<https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>>. Luettu 22.7.2019.
- 18 Rinne, S.; Auvinen, K; Redo, F.; Ruggeiro, S.; Temms, A. 2018. Smart Energy Transition: Clean district heating – how can it work? Verkkoaineisto.
<http://smartenergytransition.fi/wp-content/uploads/2018/11/Clean-DHC-discussion-paper_SET_2018.pdf>. 28.11.2019. Luettu 30.9.2019.
- 19 Child, Breyer. 2015. A 100% renewable energy system in Finland - LUT. Verkkoaineisto. <<https://www.lut.fi/documents/10633/70751/LUT-Vision-and-initial-feasibility-of-a-recarbonised-Finnish-energy-system-for-2050.pdf>>. 7.6.2015. Luettu 30.9.2019.
- 20 Managing oversupply. 2019. Verkkoaineisto. California ISO.
<<http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx>>. Luettu 5.6.2019.
- 21 Today's Outlook: Current and forecasted demand. 2019. Verkkoaineisto. California ISO. <<http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/default.aspx>>. Luettu 4.6.2019.
- 22 Fu, Ran, Feldman, David J., & Margolis, Robert M. 2018. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. United States: N. p. <doi:10.2172/1483475>.
- 23 Energiaverotusohje 2016. 2016. Verkkoaineisto. Verohallinto.
<https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56228/energiaverotusohje_201/#2>. 29.12.2016. Luettu 30.9.2019.
- 24 Sähkön hintatilastot. 2019. Verkkoaineisto. Energiavirasto.
<<https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>>. Luettu 22.7.2019.

- 25 Carbon Countdown: Prices and Politics in the EU-ETS. 2018. Verkkoaineisto. Carbon Tracker. <<https://www.carbontracker.org/reports/carbon-countdown/>>. Luettu 22.7.2019.
- 26 CO2 European Emission Allowances in USD – Historical Prices. 2019. Verkkoaineisto. Business Insider: Markets Insider. <<https://markets.businessinsider.com/commodities/historical-prices/co2-european-emission-allowances/euro>>. Luettu 22.7.2019.
- 27 Energiatuki. 2019. Verkkoaineisto. Business Finland. <<https://www.businessfinland.fi/energiatuki/>>. Luettu 30.9.2019.
- 28 1396/2010: Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. 2010. Verkkoaineisto. Finlex. <<https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2010/20101396>>. Luettu 30.9.2019.
- 29 Tietoa tuulivoimasta: Tuet Suomessa. 2019. Verkkoaineisto. Tuulivoimayhdistys. <<https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/taloudellisuus/uusiutuvan-energian-tukeminen/tuet-suomessa>>. Luettu 30.9.2019.
- 30 Auvinen, Karoliina. 2016. Finsolar: Politiikkasuosituksia aurinkoenergiamarkkinoiden kasvattamiseksi. Verkkoaineisto. <<https://finsolar.net/politiikkasuosituksia-aurinkoenergiamarkkinoiden-kasvattamiseksi/>>. 19.2.2016. Luettu 30.9.2019.
- 31 Silvola, Matti. 2019. Maaperän tilan tietojärjestelmä: Uudistamisen tilanne. Verkkoaineisto. Suomen ympäristökeskus SYKE. <<https://www.ym.fi/download/noname/%7BFD35FF1D-F8B6-4B8F-894D-BF73F473F50C%7D/146157>>. PIMA-neuvottelupäivillä Helsingissä 7.5.2019. Luettu 30.9.2019.
- 32 Pyy, Outi; Haavisto, Teija; Niskala, Kaisa; Silvola, Matti. 2013. Pilaantuneet maa-alueet Suomessa – Katsaus 2013. Helsinki: Suomen Ympäristökeskus SYKE. ISBN 978-952-335-272-8 (sähköinen). <<http://hdl.handle.net/10138/41048>>.
- 33 Asemakaavoitettu alue 2017. 2017. Verkkoaineisto. Ympäristöhallinnon yhteinen verkkopalvelu. <http://www.d3.ymparisto.fi/d3/gis_data/spesific/asemakaavoitettualue2017.zip>. Luettu 30.9.2019.
- 34 Liesegang, Erika. 2018. Varsinais-Suomen ja Satakunnan käytöstä poistettujen yhdyskuntajätteen kaatopaikkojen nykytila: Ympäristövaikutukset ja kunnostustarve. Turku: Varsinais-Suomen elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus. ISBN 978-952-314-735-5 (sähköinen). <<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-314-735-5>>.

- 35 Pilaantuneen maan puhdistamisvelvollisuus. 2019. Verkkoaineisto. Ympäristöhallinnon yhteinen verkkopalvelu. <https://www.ymparisto.fi/fi-FI/Kulutus_ja_tuotanto/Pilaantuneet_maaalueet/Pilaantuneen_alueen_puhdistamisvelvollisuus>. Luettu 30.9.2019.
- 36 2.5.2013/331: Valtioneuvoston asetus kaatopaikoista. 2013. Verkkoaineisto. Finlex. <<https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130331>>. 2.5.2013. Luettu 30.9.2019.
- 37 518/2014: Valtioneuvoston asetus pakkauksista ja pakkausjätteistä. 2014. Verkkoaineisto. Finlex. <<https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2014/20140518>>. Luettu 30.9.2019.
- 38 Tilastokeskuksen PxWeb-tietokannat: Yhdyskuntajätteet Suomessa käsittelytavoittain 1997–2017. 2019. Verkkoaineisto. Tilastokeskus. <https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ymp__jate/statfin_jate_pxxt_001.px>. Luettu 18.8.2019.
- 39 Kaatopaikkojen käytöstä poistaminen ja jälkihoito. 2008. Ympäristöministeriö. Helsinki: Suomen Ympäristökeskus SYKE. ISBN 978-952-11-3151-6 (sähköinen). <<http://hdl.handle.net/10138/41544>>.
- 40 Lausuntopyyntö työ- ja elinkeinoministeriölle: Kaivostoimintaa ohjaavan lainsäädännön toimivuuden arviointi. 2019. Verkkoaineisto. Suomen luonnonsuojeluliitto. <<https://www.sll.fi/app/uploads/2019/03/kaivoslaki-1803-2019-SLL.pdf>>. 18.3.2019. Luettu 30.9.2019.
- 41 Pääministeri Antti Rinteen hallituksen ohjelma 6.6.2019: Osallistava ja osaava Suomi – sosiaalisesti, taloudellisesti ja ekologisesti kestävä yhteiskunta. 2019. Valtioneuvosto. ISBN 978-952-287-756-7 (sähköinen). <<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-287-756-7>>.
- 42 Satakuntaliitto: Esiselvitys aurinkoenergian tuotantoalueista -loppuraportti. 2016. Verkkoaineisto. Pöyry Finland Oy / EBG Thermal and Renewable Energy. <http://www.satakuntaliitto.fi/sites/satakuntaliitto.fi/files/tiedostot/vaihekaava/1010_01204_Satakuntaliitto_Esiselvitys_aurinkoenergian_tuotantoalueista_20160428_LOPPURAPORTTI.pdf>. Luettu 30.9.2019.
- 43 Heikkilä, Tuukka. 2019. Asiantuntija, Energiaverkot, Energiateollisuus. Sähköpostiviesti 5.8.2019.
- 44 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018. 2018. Verkkoaineisto. Fingrid. <<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>>. Luettu 30.9.2019.

- 45 Ympäristövaikutusten arviointi. 2019. Verkkoaineisto. Ympäristöhallinnon yhteinen verkkopalvelu. <https://www.ymparisto.fi/fi-FI/Asiointi_luvat_ja_ymparistovaikutusten_arviointi/Ymparistovaikutusten_arviointi>. Luettu 30.9.2019.
- 46 Alsema, Erik; de Wild-Scholten, Mariska J. 2006. Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. Verkkoaineisto. Copernicus Institute of Sustainable Development and Innovation. <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.491.3389&rep=rep1&type=pdf>>. Esitettiin LCE2006 - 13th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering -tapahtumassa 2.6.2006. Luettu 30.9.2019.
- 47 Photovoltaic Geographical Information System PVGIS: Interactive tools. 2019. Verkkoaineisto. Euroopan komissio. <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP>. Luettu 17.5.2019.
- 48 Kiinteistörajojen WFS-rajapinta. 2019. Verkkoaineisto. Maanmittauslaitos. <<https://inspire-wfs.maanmittauslaitos.fi/inspire-wfs/cp/ows?>>. Luettu 30.9.2019.
- 49 Avoin metsätieto: Hila-aineiston WFS-rajapinta. 2019. Verkkoaineisto. Metsäkeskus. <<https://rajapinnat.metsaan.fi/geoserver/Avoinmetsatieto/gridcell/ows?>>. Luettu 30.9.2019.

Liite 1: Lumimäärän ja sijainnin vaikutus aurinkosähkön tuotantoon

Sää tiedot ladattiin Ilmatieteen laitoksen havaintojen latauspalvelusta [6] 18.4.2019. Taulukon aurinkotunnit ovat todelliset paneelien tuotantoa vastaavat aurinkotunnit lumihäviöiden jälkeen. Aurinkotunnit on määritelty etelään suunnatuilla paneeleilla PVGIS-palvelun arvoilla. Säteilytietokantana käytettiin ensisijaisesti PVGIS-SARAH - tietokantaa ja sen puuttuessa PVGIS-ERA5 -tietokantaa. Sää tiedot ladattiin PVGIS-palvelusta [47] epw-sää tiedostoina 17.5.2019. Simulointeja varten valmistelluissa tietosarjoissa negatiiviset lumensyvytydet oletettiin nolllaksi.

Simulaatiot toteutettiin kaikilla sää asemilla kahdella eri asennuskulmalla. Ensimmäisessä simulaatiossa paneelin asennuskulma asetettiin sää aseman sijainnin levyspiiriä vastaavaan kulmaan ja toisessa simulaatiossa asennuskulma asetettiin kiinteästi 30 asteeseen. Lumihäviöiden laskemisen jälkeen valittujen säteilytietokantojen arvot skaalattiin vastaamaan aikaisemmin haettuja PVGIS-SARAH - tai PVGIS-ERA5 - tuotantolukemia. Ero suurimpaan tuotantopotentiaaliin on määritelty 30 asteen asennuskulmassa.

Aurinkopaneelin ja invertterin oleelliset parametrit:

U_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	U_{OC} [V]	I_{SC} [A]	P_{DC} [W]	η [%]
30,9	8,6	38,0	9,0	265	16,6
		-0,3 %	0,1 %	-0,4 %	

/K

- Invertterin hyötysuhde 96,7 %
- Paneelitehon yliritoitus DC / AC 1,24 (ILR)

Sääsese	Lat	Lon	Häviö %, lat°	Häviö %,30°	Ero suurim- paan %	kWh/ kW _p , lat°	kWh/ kW _p , 30°
Ähtäri Inha	62,55	24,14	6,6	6,5	16,2	798	807
Alajärvi Möksy	63,09	24,26	9,1	9,2	22,3	741	747
Enontekiö Kilpisjärvi kyläkeskus	69,05	20,79	12,7	12,7	29,8	664	675
Espoo Nuuksio	60,29	24,57	5,6	5,6	14,4	807	824
Espoo Tapiola	60,18	24,79	4,4	4,4	11,1	836	856
Haapavesi Mustikkamäki	64,14	25,42	9,7	9,7	23,0	736	741
Hailuoto Keskikylä	65,02	24,73	11,2	11,2	12,6	838	841
Halsua Purola	63,45	24,44	9,8	9,8	22,3	744	747
Hämeenlinna Lammi Pappila	61,05	25,04	5,0	5,0	20,7	743	763
Hanko Tvärminne	59,84	23,25	4,7	4,7	6,2	885	903
Hattula Lepaa	61,11	24,32	6,8	6,8	21,1	740	760
Heinola Asemantaus	61,20	26,05	12,9	13,0	27,9	675	694
Helsinki Kaisaniemi	60,18	24,94	4,7	4,6	10,6	841	861
Helsinki Kumpula	60,20	24,96	4,8	4,8	10,1	848	865
Ilomantsi Mekrijärvi	62,77	30,98	13,0	13,1	27,5	681	698
Ilomantsi Pötsönvaara	63,14	31,04	8,1	8,1	24,0	715	731
Inari Angeli Lintupuoliselkä	68,90	25,74	15,2	15,2	37,4	593	602
Inari Kaamanen	69,14	27,27	13,0	13,1	36,0	607	616
Inari Kirakkajärvi	69,58	28,89	14,2	14,2	37,9	587	597
Inari Nellim	68,85	28,30	9,2	9,3	34,2	624	633
Inari Saariselkä matkailukeskus	68,42	27,41	12,4	12,4	36,2	603	614
Jämsä Halli Lentoasemantie	61,86	24,81	11,2	11,2	28,2	669	691
Joensuu Linnunlahti	62,60	29,72	10,9	10,9	18,3	772	786
Jokioinen Ilmala	60,81	23,50	11,6	11,7	25,1	703	721
Jomala Jomalaby	60,18	19,99	2,3	2,2	2,2	923	941
Joutsa Savenaho	61,88	26,09	9,3	9,3	25,6	693	716
Juuka Niemelä	63,23	29,23	7,4	7,5	22,6	732	745
Juupajoki Hyytiälä	61,85	24,29	11,8	11,7	28,0	672	693
Jyväskylän lentoasema	62,40	25,67	12,4	12,3	30,0	651	673
Kaarina Yltöinen	60,39	22,55	3,3	3,3	9,8	853	868
Kajaani Petäisenniska	64,22	27,75	11,2	11,2	27,1	689	702
Kankaanpää Niinisalo lentokenttä	61,84	22,46	4,4	4,5	19,3	757	777
Karvia Alkkia	62,18	22,80	7,0	6,9	25,0	701	722
Kauhajoki Kuja-Kokko	62,41	22,18	9,3	9,3	24,3	710	729
Kauhava lentokenttä	63,12	23,04	7,2	7,2	16,6	803	803
Kemijärvi lentokenttä	66,72	27,16	7,7	7,6	30,0	660	673
Kemiönsaari Kemiö	60,17	22,76	6,1	6,2	11,7	834	850
Kittilä Kenttäröva	67,99	24,24	13,4	13,4	33,8	632	637
Kittilä kirkonkylä	67,65	24,90	10,9	10,9	32,7	639	648
Kittilä Pokka	68,17	25,78	15,7	15,8	36,9	597	607
Kokemäki Tulkila	61,25	22,35	6,9	6,9	17,7	776	792
Kotka Rankki	60,38	26,96	8,3	8,3	15,1	794	817
Kouvola Anjala	60,70	26,81	12,3	12,3	22,2	729	749
Kouvola Utti Lentoportintie	60,89	26,93	6,0	5,9	19,7	749	773
Kuhmo Kalliojoki	64,30	30,17	12,1	12,1	29,6	661	677
Kuopio Maaninka	63,14	27,31	11,2	11,2	26,0	700	712
Kuopio Savilahti	62,89	27,63	11,8	11,8	25,1	707	721
Kuusamo Kiutaköngäs	66,37	29,31	10,8	10,9	31,7	645	657
Lahti Laune	60,96	25,63	5,9	5,9	20,4	746	766
Lappeenranta Lepola	61,06	28,21	7,6	7,7	10,6	850	861
Lieksa Lampela	63,32	30,05	14,7	14,8	29,9	660	674

Sääsese	Lat	Lon	Häviö %, lat°	Häviö %,30°	Ero suurim- paan %	kWh/ kW _p , lat°	kWh/ kW _p , 30°
Lohja Porla	60,24	24,05	7,1	7,1	14,8	802	820
Lumparland Långnäs satama	60,12	20,30	4,3	4,3	5,3	894	911
Mäntsälä Hirvihaara	60,63	25,19	7,9	8,0	18,9	762	781
Mikkeli lentoasema	61,69	27,20	14,8	14,7	30,2	649	671
Multia Karhila	62,51	24,81	9,3	9,3	19,4	765	775
Muonio kirkonkylä	67,96	23,68	10,4	10,4	31,6	653	659
Nurmijärvi Röykkä	60,51	24,65	6,7	6,6	17,8	771	791
Oulu Oulunsalo Pellonpää	64,94	25,37	5,2	5,2	15,8	807	810
Parainen Utö	59,78	21,37	1,3	1,3	0,0	944	962
Parikkala Koitsanlahti	61,44	29,46	11,7	11,6	19,9	761	770
Pello kirkonkylä	66,77	23,96	11,9	11,9	31,3	654	661
Pori rautatieasema	61,48	21,78	5,9	5,8	14,0	813	828
Porvoo Harabacka	60,39	25,61	1,2	1,1	8,0	866	885
Pudasjärvi lentokenttä	65,40	26,96	7,5	7,5	26,4	699	708
Puolanka Paljakka	64,66	28,06	13,3	13,3	30,7	652	667
Puumala kirkonkylä	61,52	28,18	14,9	14,9	20,5	752	765
Pyhäjärvi Ojakylä	63,74	25,71	15,1	15,1	28,6	678	687
Ranua lentokenttä	65,98	26,37	9,9	9,9	28,3	681	690
Rautavaara Ylä-Luosta	63,38	28,66	4,8	4,7	21,6	741	754
Rovaniemi Apukka	66,58	26,01	10,2	10,2	31,4	648	660
Rovaniemi lentoasema	66,56	25,84	9,9	9,9	30,6	656	668
Salla kirkonkylä	66,82	28,69	14,6	14,5	36,4	597	612
Salla Naruska	67,16	29,18	11,6	11,6	34,7	615	628
Salla Värriötunturi	67,75	29,61	13,4	13,4	36,6	597	610
Salo Kiikala lentokenttä	60,46	23,65	8,3	8,2	19,7	757	773
Savonlinna Punkaharju Laukansaari	61,80	29,32	7,7	7,7	17,5	781	794
Savukoski kirkonkylä	67,29	28,18	14,7	14,7	37,4	591	603
Seinäjoen Pelmaa	62,94	22,49	7,3	7,2	13,6	832	831
Siikajoki Ruukki	64,68	25,09	8,8	8,8	16,1	803	807
Sodankylä Lokka	67,82	27,75	14,6	14,7	37,1	593	605
Sodankylä Tähtelä	67,37	26,63	9,1	9,1	32,6	639	649
Sodankylä Vuotso	68,08	27,19	15,6	15,6	38,0	585	597
Somero Salkola	60,65	23,81	4,8	4,8	18,4	765	786
Sotkamo Kuolaniemi	64,11	28,34	10,0	10,0	27,2	685	700
Suomussalmi Pesio	64,93	28,75	9,2	9,2	28,5	673	688
Taivalkoski kirkonkylä	65,57	28,22	15,3	15,3	34,2	618	633
Tampere Härmälä	61,47	23,75	6,4	6,4	21,6	736	754
Tohmajärvi Kemie	62,24	30,35	13,2	13,2	13,7	774	831
Tornio Torppi	65,85	24,17	12,5	12,5	21,9	746	751
Turku Artukainen	60,45	22,18	4,1	4,1	7,6	875	889
Utsjoki Kevo	69,76	27,01	10,3	10,4	35,0	611	626
Utsjoki Nuorgam	70,08	27,90	8,2	8,2	22,8	736	743
Vaala Pelso	64,50	26,42	11,6	11,6	12,5	722	842
Vaasa Klemettilä	63,10	21,64	5,3	5,4	23,0	724	741
Valtimo kirkonkylä	63,67	28,83	11,2	11,2	17,4	781	795
Vantaa Helsinki-Vantaan lentoasema	60,33	24,96	5,7	5,7	18,8	769	782
Varkaus Kosulanniemi	62,32	27,91	10,1	10,1	23,4	726	737
Vesanto Sonkari	62,92	26,42	12,2	12,1	27,5	686	698
Vieremä Kaarakkala	63,84	27,22	12,7	12,7	26,5	697	707
Viitasaari Haapaniemi	63,08	25,86	11,9	12,0	15,3	803	815
Virolahti Koivuniemi	60,53	27,67	4,8	4,8	25,5	708	717
Ylitornio Meltosjärvi	66,53	24,65	10,1	10,1	20,8	760	763
Ylivieska lentokenttä	64,05	24,72	8,5	8,4	19,4	772	776

Liite 2: Voimaloiden tuotantoarvojen vertailu säteilytietokannan arvoihin.

Todellisten tuotantotietojen ja säteilytietokantojen arvojen vertailu antaa kuvan siitä, miten paljon tuotanto alittaa tai ylittää arviot. Tuotantotiedot neljästä eri puolella Suomea sijaitsevista voimalasta ladattiin Piko Solar Portalista [7] 4.4.2019. Tuotantotietoja pyrittiin lataamaan mahdollisimman monta yhtenäistä vuotta tulosten keskiarvoistamiseksi. Mikäli tuotannossa oli selviä merkkejä paneelien puhdistamisesta tai pitkistä invertterin tuotantokatkoista, jätettiin koko vuoden arvot huomioimatta.

	Asikkala	Kotka	Iisalmi	Tampere
Teho, kW _p	25	8,5	4,5	5
Atsimuutti	22	0	5	0
Asennuskulma	15	15	25	27
Otanta, vuotta	2	1	4	3
Asennusvuosi	2016	2016	2014	2014

Asikkalan voimala sijaitsee Vääksyn yhteiskoulun katolla ja omistajana on Asikkalan kunta. Kotkan voimalan omistaa metalliosia valmistava Ilma-Osat Oy. Iisalmen ja Tampereen voimalat ovat yksityisessä omistuksessa.

Vuosipotentiaali kuvaa vuoden tuotantotaseen tilannetta kuukausitasolla suhteessa säteilytietokannan pohjalta oletettuihin koko vuoden tuotantolukemiin. Tuotanto- ja säteilyarvot on ilmoitettu aurinkotunneissa (kWh/kW_p).

Asikkala	Tuotanto	Säteily	Ero, kWh/kW _p	Vuosipotentialiaali
Tammi	0,7	6,9	-6,1	-1 %
Helmi	3,7	22,0	-18,3	-2 %
Maalis	44,0	65,6	-21,6	-3 %
Huhti	98,9	91,9	7,0	1 %
Touko	168,1	124,0	44,1	6 %
Kesä	138,8	126,0	12,8	2 %
Heinä	141,9	130,0	11,9	1 %
Elo	101,6	102,0	-0,4	0 %
Syys	60,5	62,0	-1,5	0 %
Loka	29,1	33,1	-4,0	-1 %
Marras	7,2	7,3	-0,1	0 %
Joulu	0,4	2,8	-2,3	0 %
Σ	794,9	773,5	21,4	3 %

Kotka	Tuotanto	Säteily	Ero, kWh/kW _p	Vuosipotentialiaali
Tammi	1,6	6,0	-4,3	-1 %
Helmi	0,4	19,8	-19,4	-2 %
Maalis	32,8	60,3	-27,5	-3 %
Huhti	96,0	94,8	1,2	0 %
Touko	175,1	141,0	34,1	4 %
Kesä	160,9	140,0	20,9	2 %
Heinä	151,4	146,0	5,4	1 %
Elo	119,8	112,0	7,8	1 %
Syys	62,6	66,5	-3,9	0 %
Loka	33,7	31,0	2,7	0 %
Marras	5,7	7,9	-2,2	0 %
Joulu	1,0	3,4	-2,4	0 %
Σ	841,1	828,7	12,4	1 %

Iisalmi	Tuotanto	Säteily	Ero, kWh/kW _p	Vuosipotentialiaali
Tammi	0,7	5,5	-4,9	-1 %
Helmi	3,3	22,8	-19,5	-3 %
Maalis	54,9	86,3	-31,4	-4 %
Huhti	99,3	104,0	-4,7	-1 %
Touko	103,9	126,0	-22,1	-3 %
Kesä	133,7	125,0	8,7	1 %
Heinä	125,0	120,0	5,0	1 %
Elo	125,0	99,5	25,5	3 %
Syys	77,2	59,9	17,3	2 %
Loka	37,1	32,4	4,7	1 %
Marras	4,2	7,1	-2,8	0 %
Joulu	0,2	1,8	-1,6	0 %
Σ	764,5	790,3	-25,8	-3 %

Tampere	Tuotanto	Säteily	Ero, kWh/kW _p	Vuosipotentialiaali
Tammi	1,9	7,8	-5,9	-1 %
Helmi	8,4	24,3	-15,9	-2 %
Maalis	64,6	71,3	-6,7	-1 %
Huhti	96,0	95,2	0,8	0 %
Touko	160,4	126,0	34,4	4 %
Kesä	135,8	128,0	7,8	1 %
Heinä	127,3	127,0	0,3	0 %
Elo	97,2	105,0	-7,8	-1 %
Syys	60,9	64,7	-3,8	0 %
Loka	29,7	35,8	-6,1	-1 %
Marras	4,8	9,1	-4,3	-1 %
Joulu	0,9	4,3	-3,3	0 %
Σ	787,8	798,4	-10,6	-1 %

Liite 3: Aurinkovoimalatyypin talouslaskentaesimerkit.

Luvussa 4.4 käsiteltiin aurinkosähkön kannattavuutta investoinnin sisäisen korkokannan perusteella. Kuvassa 25 esitetty kumulatiivinen tuotto-odotus perustuu tämän liitteen arvoihin kahdella eri voimalavaihtoehdolla – verkkovoimalalla ja kiinteistövoimalalla. Verkkovoimalan tapauksessa oletetaan, että sijoittaja tyytyy 5 % sisäiseen korkokantaan 7 %:n sijaan. Kiinteistövoimalalle haetaan 20 % investointituki.

Kiinteistövoimalan kaikki aurinkosähkö käytetään itse ja kaikki verkkovoimalan tuottama sähkö syötetään verkkoon. Aurinkopaneelin rappeumaksi oletetaan –0,7 % vuodessa ja voimalan vakuuttaminen maksaa 1000 euroa vuodessa. Sähkön eri osien hintakehitys perustuu vuosien 2009–2019 aikaiseen hintakehitykseen, joka esitettiin luvussa 4.2.

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskuri kiinteistövoimalalla

Sähkönenergian hinta €/MWh	49.10 €	€/MWh
Sähkönenergian hinnan vuosikorotus %/v	4.9 %	%
Energian siirron hinta €/MWh	33.40 €	
Siirtohinnan vuosikorotus %/v	3.6 %	
Sähkönveron hinta €/MWh	8.70 €	
Sähkönveron vuosikorotus %/v	10.5 %	
Aurinkovoimalan teho	1000	kWp
Investointituki tai kotitalousvähennys alkuinvestoinnista, %	20 %	%
Aurinkotunnit	850	kWh/kWpeak

Huolto

Toimittajan huoltomaksu	5 €	€/MWh
Vakuutusmaksu, noin	1 000 €	€/vuosi
Vaadittava investoinnin sisäinen korkokanta	7 %	%

Oletuksia ja välituloksia:

Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto	850	MWh
Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %/v	-0.7 %	%
Järjestelmän vertailuhinta ilman tukia	0.80 €	euroa/W
Järjestelmän investointikustannus €	800 000 €	euroa
Järjestelmän investointikustannus tukien jälkeen €	640 000 €	euroa

Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Sähköntuotannon arvo ja myyntituotot [€]	Investointi- ja ylläpitokustannukset [€]	Kassavirta [€/vuosi]	Investoinnin sisäinen korkokanta % [IRR]	Ostosähkön hinta [€/MWh]	Aurinkosähkön tuotanto [MWh/v]
0	0 €	-640 000 €	-640 000 €		91.20 €	
1	81 364 €	-5 250 €	76 114 €	-88.1%	95.72 €	850
2	84 828 €	-5 220 €	79 607 €	-58.3%	100.50 €	844
3	88 469 €	-5 191 €	83 279 €	-36.4%	105.55 €	838
4	92 300 €	-5 161 €	87 139 €	-22.0%	110.90 €	832
5	96 332 €	-5 132 €	91 200 €	-12.4%	116.56 €	826
6	100 578 €	-5 103 €	95 475 €	-5.8%	122.56 €	821
7	105 053 €	-5 075 €	99 979 €	-1.0%	128.91 €	815
8	109 772 €	-5 046 €	104 726 €	2.5%	135.65 €	809
9	114 752 €	-5 018 €	109 735 €	5.1%	142.81 €	804
10	120 011 €	-4 990 €	115 021 €	7.2%	150.40 €	798
11	0 €	0 €	0 €	7.2%	158.48 €	792
12	0 €	0 €	0 €	7.2%	167.06 €	787
13	0 €	0 €	0 €	7.2%	176.20 €	781
14	0 €	0 €	0 €	7.2%	185.93 €	776
15	0 €	0 €	0 €	7.2%	196.30 €	770
16	0 €	0 €	0 €	7.2%	207.36 €	765
17	0 €	0 €	0 €	7.2%	219.16 €	760
18	0 €	0 €	0 €	7.2%	231.77 €	754
19	0 €	0 €	0 €	7.2%	245.24 €	749
20	0 €	0 €	0 €	7.2%	259.66 €	744
21	0 €	0 €	0 €	7.2%	275.09 €	739
22	0 €	0 €	0 €	7.2%	291.62 €	733
23	0 €	0 €	0 €	7.2%	309.35 €	728
24	0 €	0 €	0 €	7.2%	328.37 €	723
25	0 €	0 €	0 €	7.2%	348.80 €	718
YHTEENSÄ	993 459 €	-691 186 €	302 273 €			19557

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskuri verkkovoimalalla

Sähköenergian hinta €/MWh	49.10 €	€/MWh
Sähköenergian hinnan vuosikorotus %/v	4.9 %	%
Aurinkovoimalan teho	1000	kWp
Investointituki alkuinvestoinnista %	0 %	%
Aurinkotunnit	850	kWh/kWpeak

Huolto

Toimittajan huoltomaksu	5 €	€/MWh
Vakuutusmaksu, noin	1 000 €	€/vuosi
Vaadittava investoinnin sisäinen korkokanta	5 %	%

Oletuksia ja välituloksia:

Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto	850	MWh
Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %/v	-0.7 %	%
Järjestelmän vertailuhinta ilman tukia	0.80 €	euroa/W
Järjestelmän investointikustannus €	800 000 €	euroa
Järjestelmän investointikustannus tukien jälkeen €	800 000 €	euroa

Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Sähköntuotannon arvo ja myyntituotot [€]	Investointi- ja ylläpitokustannukset [€]	Kassavirta [€/vuosi]	Investoinnin sisäinen korkokanta % [IRR]	Ostosähkön hinta [€/MWh]	Aurinkosähkön tuotanto [MWh/v]
0	0 €	-800 000 €	-800 000 €		49.10 €	
1	43 780 €	-5 250 €	38 530 €	-95.2%	51.51 €	850
2	45 604 €	-5 220 €	40 384 €	-75.0%	54.03 €	844
3	47 503 €	-5 191 €	42 313 €	-56.2%	56.68 €	838
4	49 482 €	-5 161 €	44 321 €	-42.1%	59.45 €	832
5	51 544 €	-5 132 €	46 411 €	-31.9%	62.37 €	826
6	53 691 €	-5 103 €	48 587 €	-24.3%	65.42 €	821
7	55 927 €	-5 075 €	50 853 €	-18.6%	68.63 €	815
8	58 257 €	-5 046 €	53 211 €	-14.2%	71.99 €	809
9	60 684 €	-5 018 €	55 666 €	-10.7%	75.52 €	804
10	63 212 €	-4 990 €	58 222 €	-7.9%	79.22 €	798
11	65 845 €	-4 962 €	60 883 €	-5.7%	83.10 €	792
12	68 588 €	-4 934 €	63 654 €	-3.8%	87.17 €	787
13	71 445 €	-4 906 €	66 539 €	-2.3%	91.45 €	781
14	74 421 €	-4 879 €	69 542 €	-0.9%	95.93 €	776
15	77 522 €	-4 852 €	72 670 €	0.2%	100.63 €	770
16	80 751 €	-4 825 €	75 926 €	1.1%	105.56 €	765
17	84 115 €	-4 798 €	79 316 €	1.9%	110.73 €	760
18	87 619 €	-4 772 €	82 847 €	2.7%	116.16 €	754
19	91 269 €	-4 745 €	86 523 €	3.3%	121.85 €	749
20	95 071 €	-4 719 €	90 352 €	3.8%	127.82 €	744
21	99 031 €	-4 693 €	94 338 €	4.3%	134.08 €	739
22	103 156 €	-4 667 €	98 489 €	4.8%	140.65 €	733
23	107 453 €	-4 641 €	102 812 €	5.1%	147.54 €	728
24	0 €	0 €	0 €	5.1%	154.77 €	723
25	0 €	0 €	0 €	5.1%	162.36 €	718
YHTEENSÄ	1 635 969 €	-913 579 €	722 389 €			19557

Liite 4: MATTI-tietokannan tehopotentialianalyysi.

Luvussa 5.2 esitettiin aurinkosähkön tehopotentiali MATTI-tietokannan kohteissa. Tietokannan kohteita oli analyysissä mukana 5 575. Kohteiden koordinaattien perusteella haettiin Maanmittauslaitoksen WFS-kiinteistörajapalvelusta [48] pisteen alla oleva kiinteistö. Alkulehtienä pidetään sitä, että saastunut maa-alue on vain yhden kiinteistön alueella. Kiinteistö ei ole usein kokonaisuudessaan hyödynnettävissä aurinkosähkölle, sillä esimerkiksi kasvillisuus tai maastonmuodot saattavat estää auringon paistetta paneeleille.

Metsäkeskus ylläpitää kaukokartoituksessa kerättyä hila-aineistoa [49], jonka avulla metsää luokitellaan ominaisuuksiltaan yhtenäisiin metsäalueisiin helpottamaan metsänhoitoa. Hila-aineisto on jaettu neliön muotoisiin ruutuihin, joiden sivu on kuusitoista metriä. Aurinkosähkön tuotannon kannalta oleellista on löytää aineistosta ne ruudut, jotka ovat aikaisemmin haettujen kiinteistörajojen kanssa kosketuksissa ja ovat luokiteltu puuttomiksi. Yhden hehtaarin alueen muodostaa näin ollen noin 39 ruutua. Saadut luvut pyörivät ylöspäin, sillä edes osittain kiinteistön alueella olevat ruudut lasketaan mukaan pinta-alaan.

Karttakuvissa ja -analyysissä käytetty avointa paikkatietoaineistoa eri lähteistä:

- Maanmittauslaitos: Kuntajako (9/2019), Taustakartta (9/2019), Kiinteistörekisteri (9/2019), Ortokuva (9/2019).
- OpenStreetMap: Roads, Sea detailed, Lakes ja Waterways (9/2019).
- Metsäkeskus: Hila-aineisto (9/2019).
- SYKE: Asemakaavoitettu alue 31.12.2017 (SYKE, ELY-keskukset), Taajamat (YKR) (SYKE, Tilastokeskus) (9/2019).